

## **ESTUDO DE MODELOS DE RESPOSTA DA DEMANDA COM AGREGAÇÃO**

**ROGER RABELO SCHEMES**

fevereiro de 2019

# ESTUDO DE MODELOS DE RESPOSTA DA DEMANDA COM AGREGAÇÃO

Roger Rabelo Schemes



Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2019**



Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP/IPP) e do trabalho de conclusão de curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC-Campus Florianópolis). Este trabalho foi elaborado no âmbito do acordo internacional de Dupla-Titulação entre o Instituto Superior de Engenharia do Porto (Portugal) e o Instituto Federal de Santa Catarina (Brasil) como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia pelo ISEP/IPP e de Engenheiro Eletricista pelo IFSC.

Candidato: Roger Rabelo Schemes, Nº 1171909, Roger@schemes.com.br

Orientação científica: Zita Vale, zav@isep.ipp.pt

Instituição: GECAD, IFSC

Coorientação: Rubiara Cavalcante Fernandes e Pedro Faria, piara@ifsc.edu.br,  
pns@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2019**



“Life begins at the end of your comfort zone.” (Neale Donald Walsch)



## *Agradecimentos*

Por tornarem tudo isso possível, agradeço à minha família e amigos especialmente ao meu pai que me deu inspiração para correr atrás de meus sonhos sem nunca desistir.

Agradeço aos meus orientadores Professor Rubiara Cavalcante, Zita Vale e Pedro Faria.





## *Resumo*

Essa tese visa fazer o estudo de modelos de resposta da demanda no mercado liberalizado de energia elétrica, após o estudo definir aspectos importantes dentro de cada um, para então, propor um novo modelo. O modelo foi simulado em uma situação de vinte provedores, sendo, os mesmos, geridos por um agregador. A vantagem em fazer a agregação é a possibilidade de despachar os provedores de forma otimizada, visando diminuir o custo e aumentar a confiabilidade da redução de potência.

O estudo é baseado em modelos de resposta da demanda de Portugal e Reino Unido. No segundo, existem diferentes maneiras de prover a resposta, sendo alguns baseados no preço e outros baseados em incentivos (implícito e explícito, respectivamente). Existe, além do mais, a possibilidade de agregação de mais de uma instalação em diferentes localizações. Tal agregação é abordada no estudo e adicionada no novo modelo proposto. A agregação, possui grande importância no sistema elétrico porque possibilita a entrada de pequenos provedores, tanto de resposta da demanda quanto produtores independentes, no mercado de energia com um valor mais significativo e aceito pela regulamentação, em termos quantitativos, para as negociações de compra e venda de energia.

Nas simulações foi utilizado o programa *RStudio* para fazer o tratamento dos dados de consumo de vinte diferentes instalações de um campo universitário. Tais instalações possuem dados de consumo de apenas um dia. Para solucionar o problema foi utilizado o perfil de carga típico português de um ano, uma vez que o campus se encontra em Portugal. Tomando como base para elaboração do modelo, é utilizado o modelo britânico (STOR – *Short Term Operating Reserve*), sendo um modelo confiável para implementação por ser muito utilizado no como mecanismo de balanço e reserva no Reino Unido.

Já não é novidade na literatura a necessidade de estudos na utilização de resposta da demanda com agregação para que as DERs (Distributed Energy Resources) possam operar da maneira mais otimizada possível, diminuindo o impacto ambiental, necessidade de implementação de novas fontes geradoras, infraestruturas e redução do custo final da energia para o consumidor.

Ao fazer as simulações da remuneração do agregador pelo operador do sistema e a remuneração dos provedores (os quais foram geridos pelo agregador), obtêm-se um resultado positivo, tanto para o agregador, quanto para os provedores. Que apesar da ocorrência de falhas na redução, foi compensada pelo somatório das cargas, garantindo a remuneração para o agregador.

***Palavras-Chave***

Resposta da demanda, Liberalização, Modelos de Agregação.

## *Abstract*

This thesis is an approach on demand response's models in a liberalized electricity market. After considering some models of demand response, some important characteristics have been taken and another new model has been built. This new model has been simulated with twenty providers and just one aggregator to manage all of them. The advantage in making an aggregation is represented by the possibility of changing provider's dispatch thus optimizing cost and reliability.

The main study is based on demand response models from Portugal and the United Kingdom. In the second, there are different ways to provide a reply, some based on price and others based on incentives (implicit and explicit, respectively). There is, moreover, the possibility of aggregating more than one installation in different locations. Such aggregation is also addressed in the study and added in the proposed new model. It is of great importance because it allows the entry of small demand response providers, or even independent producers, into the energy market with a more significant value. On which they can be accepted to provide in the regulation hand considering quantitative terms for the negotiations of purchase and sale of energy.

In the simulations, the RStudio program was used to treat the consumption data of twenty different installations of a university. Such facilities have consumption data of only one day. To solve the problem, the typical Portuguese load profile of one year was used due to university's location. Based on the model, the British's model Short Term Operating Reserve (STOR) is used as a reliable model for implementation due to many providers have been used, thus it should be a good option for theoretical inspiration.

It is no longer a novelty in the literature to study the use of demand response with aggregation. Thus, Distributed Energy Resources (DERs) can operate in the most optimized way possible, reducing the environmental impact, the need to implement new generating sources, infrastructures and reduction of the final cost of energy to the consumer.

When a simulation to aggregator's remuneration payed by system operator and the providers' remuneration (which were managed by the aggregator) have been done, a positive result is obtained for both aggregator and providers. That despite the occurrence of failures in the reduction because it was compensated by the sum of the loads, guaranteeing aggregator's profit.

***Keywords***

Demand response, Liberalized market, Aggregations models.

## *Résumé*

L'objectif du travail est de trouver les modèles de la réponse à la demande dans le marché libéralisé de l'énergie électrique. Après avoir fait les études, il fallait chercher la définition des aspects les plus importante de chaque un et puis faire la proposition du nouveau modèle. Ce dernier a été simulé dans une situation avec vingt fournisseurs de la réduction d'énergie administrée par un agrégateur. L'avantage de faire l'agrégation c'est la possibilité de faire l'optimisation de la puissance et la fiabilité de la réduction d'énergie.

L'étude est basée sur des modèles de réponse à la demande du Portugal et du Royaume-Uni. Dans le second cas, il existe différentes manières de fournir la réponse, certaines basées sur le prix et d'autres sur des incitations (implicites et explicites, respectivement). De plus, il est possible d'agréger plusieurs installations à différents endroits. Une telle agrégation est également abordée dans l'étude et ajoutée dans le nouveau modèle proposé. Il revêt une grande importance car il permet aux petits fournisseurs, voire aux producteurs indépendants, d'entrer sur le marché de l'énergie avec une valeur plus significative et acceptée par le règlement en termes quantitatifs pour les négociations d'achat et de vente d'énergie.

Dans les simulations, le programme RStudio a été utilisé pour traiter les données de consommation de vingt installations différentes d'un domaine universitaire. Ces installations ont des données de consommation d'un jour seulement. Pour résoudre le problème, le profil de charge portugais typique d'une année a été utilisé, car le campus est situé au Portugal. Sur la base de ce modèle, le modèle de réserve opérationnelle à court terme britannique (STOR) est utilisé comme modèle fiable pour la mise en œuvre car il compte de nombreux fournisseurs enregistrés pour répondre à la demande au UK.

Ce n'est plus une nouveauté dans la littérature d'étudier l'utilisation de la réponse à la demande avec agrégation pour que les ressources énergétiques distribuées (DER) puissent fonctionner de la manière la plus optimisée possible, réduisant ainsi l'impact sur l'environnement, la nécessité de mettre en place de nouvelles sources de production, infrastructures et infrastructures. Réduction du coût final de l'énergie pour le consommateur.

Lors de la simulation de la rémunération de l'agrégateur par l'opérateur du système et de la rémunération des fournisseurs (gérées par l'agrégateur), un résultat positif est obtenu à la fois pour l'agrégateur et pour les fournisseurs. Cela malgré l'apparition de défaillances dans la réduction, a été compensé par la somme des charges, garantissant une bonne rémunération à l'agrégateur.

### ***Mots-clés***

Réponse à la demande, Libéralisation, Modèles d'agrégation.

# Índice

<b>AGRADECIMENTOS .....</b>	<b>I</b>
<b>RESUMO .....</b>	<b>III</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>V</b>
<b>RESUME.....</b>	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>IX</b>
<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1.OBJETIVO .....</b>	<b>2</b>
<b>1.2.ORGANIZAÇÃO .....</b>	<b>2</b>
<b>1.3.O SISTEMA ELÉTRICO ATUAL.....</b>	<b>3</b>
1.3.1.    Funcionamento .....	4
1.3.2.    Mercado .....	5
1.3.4.    Elasticidade e o mercado de energia .....	11
1.3.5.    Sustentabilidade e confiabilidade .....	13
1.3.6.    Geração distribuída e a resposta da demanda .....	15
<b>2. PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1.NECESSIDADE DE FLEXIBILIDADE DAS CARGAS.....</b>	<b>19</b>
<b>2.2.PRINCIPAIS TIPOS DE RESPOSTA DA DEMANDA.....</b>	<b>20</b>
<b>2.3.PORTUGAL .....</b>	<b>21</b>
2.3.1.    Especificações técnicas .....	22
2.3.2.    Regulamento .....	27
<b>2.4.REINO UNIDO .....</b>	<b>28</b>
2.4.1.    OFGEM.....	29
2.4.2.    National Grid.....	29
2.4.3.    Como agregadores podem operar dentro do mecanismo de balanço (BM) .....	29
2.4.4.    Definição de mecanismo de balanço (BM) .....	30
2.4.5.    Tipos de resposta da demanda na UK .....	30
2.4.5.1.    Fast reserve .....	31
2.4.5.2.    Short term operating reserve (STOR).....	33
2.4.5.3.    Demand turn up (DTU) .....	40
2.4.5.4.    Firm frequency response (FFR).....	43
2.4.6.    Conclusão dos métodos .....	45



<b>3. PROGRAMA PROPOSTO.....</b>	<b>47</b>
<b>3.1.CONTRATAÇÕES .....</b>	<b>47</b>
<b>3.2.COMUNICAÇÃO.....</b>	<b>49</b>
<b>3.3.REMUNERAÇÃO DO MODELO .....</b>	<b>50</b>
<b>3.4.OTIMIZAÇÃO .....</b>	<b>54</b>
<b>3.5.COMPARAÇÃO DO MODELO.....</b>	<b>56</b>
<b>4. CASO DE ESTUDO.....</b>	<b>59</b>
<b>4.1.DADOS DE CONSUMO .....</b>	<b>59</b>
<b>4.2.CRIAÇÃO DOS CONSUMIDORES .....</b>	<b>60</b>
<b>4.3.APLICAÇÃO.....</b>	<b>61</b>
<b>4.4.OTIMIZAÇÃO DOS PROVEDORES .....</b>	<b>63</b>
4.4.1.    Parâmetros de otimização.....	64
4.4.2.    Resultado da otimização.....	64
<b>4.5.SIMULAÇÃO DOS PROVEDORES .....</b>	<b>65</b>
<b>4.6.RESULTADO PARA O AGREGADOR.....</b>	<b>67</b>
<b>5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>71</b>
<b>5.1.PRINCIPAIS CONCLUSÕES.....</b>	<b>71</b>
<b>5.2.TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>72</b>
<b>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS .....</b>	<b>73</b>
<b>ANEXO A. CÓDIGOS .....</b>	<b>79</b>

## *Índice de Figuras*

<b>Figura 1 – Modelo do sistema elétrico atual. [6]</b>	<b>4</b>
<b>Figura 2 – Estrutura de preço no Mercado regulado: ERSE [10]</b>	<b>7</b>
<b>Figura 3 – Estrutura de preço no Mercado Liberalizado: ERSE [10]</b>	<b>8</b>
<b>Figura 4 – Elasticidade de um produto: IEDGE [16] (Adaptado)</b>	<b>12</b>
<b>Figura 5 – Perfil de irradiação solar: Hybrid solar [19]</b>	<b>16</b>
<b>Figura 6: Diagrama de contratação.</b>	<b>25</b>
<b>Figura 7: Diagrama remuneração.</b>	<b>26</b>
<b>Figura 8: Diagrama penalidades.</b>	<b>27</b>
<b>Figura 9: Pagamento pela disponibilidade STOR.</b>	<b>35</b>
<b>Figura 10: Pagamento por utilização STOR.</b>	<b>36</b>
<b>Figura 11: Esquema de contratação</b>	<b>48</b>
<b>Figura 12: Troca de informações agregador e agregado</b>	<b>49</b>
<b>Figura 13: Linha cronológica das instruções</b>	<b>50</b>
<b>Figura 14: Remuneração por disponibilidade</b>	<b>51</b>
<b>Figura 15: Remuneração por utilização</b>	<b>54</b>
<b>Figura 16: Dados de consumos totais do campus.</b>	<b>59</b>
<b>Figura 17: Consumo medido 10/20 campus</b>	<b>60</b>
<b>Figura 18: Remuneração base comparação</b>	<b>66</b>

**Figura 19: Diferença do consumo com e sem DR.** **67**

**Figura 20: Resultados** **68**

## *Índice de Tabelas*

<b>Tabela 1: Tipos de redução de carga: portaria n.º592/2010 [29]</b>	<b>22</b>
<b>Tabela 2: Despacho econômico. [31]</b>	<b>24</b>
<b>Tabela 3: Segmentação das instruções. De [38]</b>	<b>37</b>
<b>Tabela 4: Pagamento para uma taxa de utilização de 300 Libras/MWh [38]</b>	<b>39</b>
<b>Tabela 5: Janela de disponibilidade DTU.</b>	<b>41</b>
<b>Tabela 6: provedores e suas ofertas de taxas [39]</b>	<b>43</b>
<b>Tabela 7: Programas UK</b>	<b>45</b>
<b>Tabela 8: Comparação STOR e Novo Modelo</b>	<b>57</b>
<b>Tabela 9: Horários de ponta inverno/verão. [42]</b>	<b>61</b>
<b>Tabela 10: Potência máxima interrompível de cada provedor</b>	<b>62</b>
<b>Tabela 11 :Taxas de utilização dos provedores</b>	<b>62</b>
<b>Tabela 12: taxas de disponibilidade dos provedores</b>	<b>63</b>
<b>Tabela 13: Taxas do agregador</b>	<b>63</b>
<b>Tabela 14: Notificação aos provedores</b>	<b>65</b>
<b>Tabela 15: Remuneração adicional</b>	<b>65</b>
<b>Tabela 16: Falhas na redução</b>	<b>66</b>
<b>Tabela 17: Resultados do agregador</b>	<b>68</b>



## *Acrônimos*

ASM	–	Ancillary Services Market
AT	–	Alta Tensão
BM	–	Mecanismo de Balanço
BSC	–	Balancing and Settlement Code
BT	–	Baixa Tensão
CM	–	Potência Contratada
CM	–	Capacity Market
CPP	–	Critical-Peak Pricing
CR	–	Taxa de Disponibilidade
DBB	–	Demand Bidding/Buyback
DER	–	Recursos Energéticos Distribuídos
DGEG	–	Direção-Geral de Energia e Geologia
DLC	–	Direct Load Control
DR	–	Resposta da Demanda
DTU	–	Demand Turn Up
EDP	–	Energia de Portugal
EDR	–	Emergency Demand Response
FFR	–	Firm Frequency Response

FO	–	Função Objetivo
GGs	–	Gestor Global do Sistema
ICS	–	Interruptible/Curtailable Service
IEA	–	International Energy Agency
MT	–	Média Tensão
NETA	–	Novo sistema de Negociação de Eletricidade
Non-BM	–	Não Mecanismo de Balanço
OFGEM	–	Entidade Reguladora do Mercado de Gás e Eletricidade
OLMC	–	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
Pentregue	–	Potência Entregue ao Sistema
REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RND	–	Rede Nacional de Distribuição
RStudio	–	Software Utilizado nas Simulações
RTP	–	Real Time Pricing
SO	–	Operador do Sistema
SP	–	Período de Liquidação
STOR		Short Term Operating Reserve
Tanalise	–	Tempo de Análise do Agregador
TGCC	–	Turbina Gás Ciclo Combinado
TOU	–	Time-Of-Use

Tresp – Tempo de Resposta dos Provedores



## *Lista de variáveis*

Carga base	– Potência de consumo antes da notificação
CM	– Potência contratada no STOR
CR	– Taxa de disponibilidade contratada no STOR
F.O.	– Função objetivo
FF	– Failure flag
Medida	– Carga medida após notificação
MP	– Potência contratada
P50%	– Potência residual 50%
Pca	– Potência de consumo para os tipos (3, 4 e 5)
Pcb	– Potência de consumo para os tipos (1 e 2)
Pinta	– Potência interruptível para o tipo a
Pintb	– Potência interruptível para o tipo b
pm	– Preço médio da energia
Pmaxa	– Potência máxima residual para o tipo a

$P_{maxb}$	– Potência máxima residual para o tipo b
Potência contratada	– Potência definida no contrato para redução
$raa$	– Remuneração adicional para o tipo a
$raab$	– Remuneração adicional para o tipo a+b
$rba$	– Remuneração base para o tipo a
$rbab$	– Remuneração base para o tipo a+b
SP	– Settlement period
$T_a$	– Tempo de redução de potência em horas modalidade a
Taxa de rampa de descida	– Potência que consegue fornecer por segundo para voltar a consumir
Taxa de rampa de subida	– Potência que consegue fornecer por segundo para parar de consumir
$T_b$	– Tempo de redução de potência em horas modalidade b
TGCC	– Turbina Gás Ciclo Combinado
$\alpha$	– Coeficiente multiplicativo
$\beta$	– Coeficiente multiplicativo



$\gamma$	– Coeficiente multiplicativo
$\delta$	– Coeficiente multiplicativo
$\Delta a$	– Coeficiente multiplicativo
$\Delta b$	– Coeficiente multiplicativo



# 1. INTRODUÇÃO

Nos dias atuais a maneira com que o sistema elétrico e o mercado é tratado está mudando rapidamente e, de acordo com [1], a introdução de geração distribuída no mercado de energia atual tem ganhado maior relevância no sistema elétrico, o qual depende de métodos eficientes de controle da produção e consumo para que possa operar adequadamente, obedecendo os parâmetros técnicos e econômicos necessários.

Dentre os principais benefícios da resposta da demanda, de acordo com [2], encontra-se a melhora da eficiência do sistema elétrico, uma vez que um alinhamento mais próximo entre os preços de eletricidade dos clientes e o valor que eles colocam na eletricidade é estabelecido.

Então, de acordo com [3], a resposta da demanda unida a geração distribuída podem ser os parâmetros chaves para a resolução de problemas de mercado de energia elétrica. Uma vez que os modelos existentes de implementação de resposta da demanda são desenvolvidos para instalação de grande porte (nível industrial), tornado difícil a entrada de provedores conectados à rede de distribuição, os quais tem um grande potencial para funcionar como mecanismos de balanço do sistema (se agregados) e entrar no mercado de energia como produtores de energias renováveis.

## **1.1. OBJETIVO**

Dentro do campo de estudo sobre a resposta da demanda, sabe-se que o mercado necessita de estudos cada vez mais aprofundados sobre como exercer a mesma de forma clara e eficiente. Além do mais, a otimização de recursos renováveis, incluídos na geração distribuída, necessita de mecanismos de balanço como a resposta da demanda para que possam operar adequadamente.

O objetivo deste trabalho é analisar modelos de resposta da demanda aplicados ao sistema elétrico de energia, analisando aspectos relacionados a sua aplicação prática e resultados obtidos, visando a proposta de um novo modelo. Após estudar alguns modelos existentes será possível propor um novo e, através de simulações computacionais, testá-lo para comprovar seu desempenho. Os modelos apresentados no trabalho são modelos encontrados, hoje, no Reino Unido e Portugal, sendo o português chamado de serviço de interruptibilidade e o britânico, mais utilizado como inspiração no desenvolver do modelo proposto, chamado de STOR. Na simulação foram feitas algumas alterações no modelo STOR para que possa se tornar mais genérico para implementação em qualquer sistema e adicionadas diferentes penalidades para o descumprimento da redução de potência quando requisitado.

Para concluir, a execução do programa de cálculo da remuneração pela redução da potência em horário de ponta é feita para mostrar a possibilidade de exercê-lo em uma situação mais próxima do real possível, utilizando uma lógica simplificada de otimização do despacho dos vinte provedores incluídos no sistema. Tal lógica de otimização é explicada no contexto, no entanto, serve apenas para contextualizar o programa, sendo que na sua real implementação o utilizador pode optar pelo método de otimização que achar melhor para o seu caso, garantindo o funcionamento do programa independentemente da maneira que for.

## **1.2. ORGANIZAÇÃO**

A tese é organizada em cinco capítulos, sendo o primeiro capítulo destinado a introdução, mostrando o que será feito no trabalho e alguns aspectos sobre o sistema elétrico atual, sustentabilidade, confiabilidade, mercado, liberalização e entre outros tópicos importantes para o entendimento da necessidade de resposta da demanda no contexto de geração distribuída e redes inteligentes.

No capítulo dois são apresentados modelos de resposta da demanda encontrados nos em Portugal e no Reino Unido, tomados como referência para o desenvolvimento e revisão da literatura.

No capítulo três é apresentado um novo modelo de remuneração e cálculo de despacho dos provedores de resposta da demanda geridos por um agregador.

No capítulo quatro é feita um caso de estudo da aplicação do modelo proposto, fazendo uso dos dados de consumo de um campus universitário com vinte diferentes instalações.

Para finalizar, o capítulo cinco conclui a tese dividido em duas seções, a primeira sobre as principais conclusões feitas sobre o novo modelo e a segunda sobre as possibilidades de aperfeiçoamento do trabalho, com ideias para implementações futura.

### **1.3. O SISTEMA ELÉTRICO ATUAL**

As linhas de transmissão, distribuição e as usinas geradoras de energia estão ficando cada vez mais próximas de seu limite de operação [4], com isso são necessárias diversas ampliações no sistema elétrico de acordo com a crescente demanda energética. Uma das soluções para este problema é a troca de informação entre os consumidores/produtores e o operador do sistema, tornando-a mais inteligente, com o conceito de “smart grids”. Neste conceito, segundo [4] são encontradas as seguintes características:

- Self-healing: Sensores que podem detectar com velocidade falhas na rede, prevê-las e buscar soluções com mais velocidade e facilidade para o operador, evitando interrupções do serviço;
- Envolvimento dos consumidores: Possibilidade de interação com a rede no sentido de gerenciamento da demanda de acordo com informações emitidas pela rede ao consumidor para que o mesmo tenha uma redução no valor de sua tarifa;
- Resistência a ataques ou desastres: Informações em tempo real para que operadores possam controlar fluxos de energia para que em momentos de falhas, as zonas afetadas não fiquem prejudicadas;
- Acomodação de todas as opções de geração e armazenamento de energia: O consumidor poderá, além de consumir a energia da rede e da sua produção



localizada, poderá fornecer a energia produzida em excesso para a rede, de forma a incentivar a produção distribuída DER;

- **Maior eficiência:** A conexão de diversos agregadores de energia para a rede possibilita a redução dos custos com manutenção e ampliação da rede, uma vez que a produção local não congestiona a rede, sendo que a energia é consumida em um local próximo da produção, além de evitar desperdício com transporte da mesma.

Tais definições de “smart grids” retiradas de [4] dão sustento à necessidade do aprimoramento e instalação do conceito no sistema elétrico.

### 1.3.1. FUNCIONAMENTO

O sistema elétrico atual funciona, essencialmente, com as centrais geradoras de corrente alternada de grande porte próximas às fontes primárias de energia (minas de carvão e rios), por sua vez distantes do centro consumidor, segundo [5]. O funcionamento do sistema sofreu diversas mudanças e melhorias, no entanto o funcionamento essencial não.

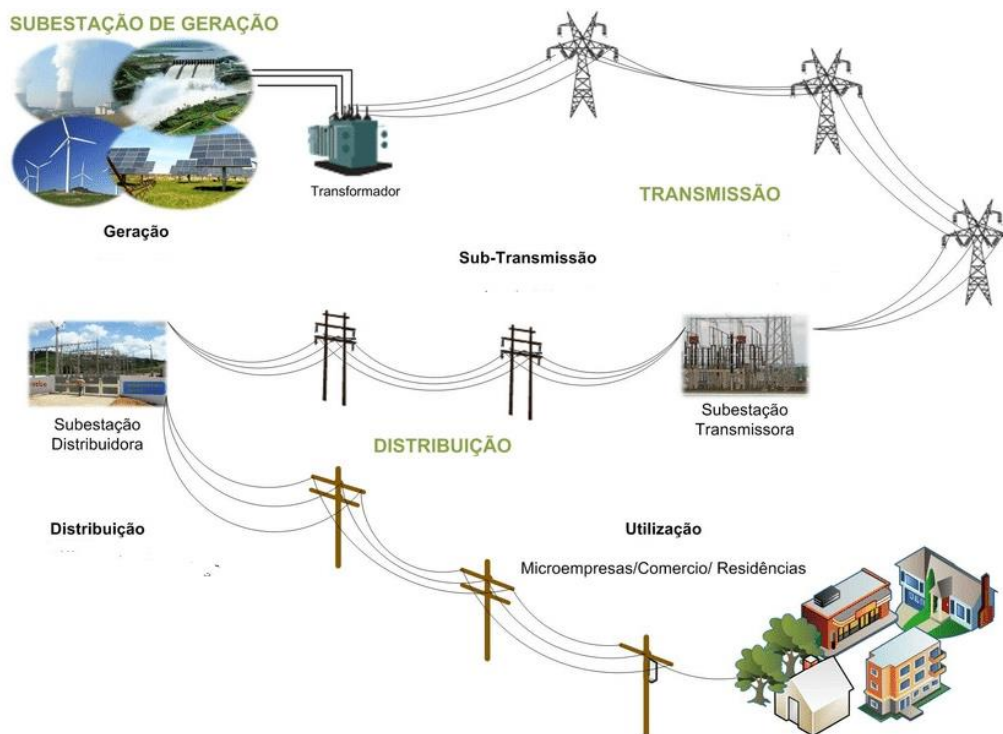


Figura 1 – Modelo do sistema elétrico atual. [6]

No modelo a energia passa pelas seguintes etapas:

**Produção:** Próxima às fontes de energia primária, a energia é gerada através da força do vento, quedas d'água, queima de carvão, renováveis ou qualquer outra fonte que convir.

**Subestação elevadora:** A tensão é elevada em uma subestação para que, ao ser transmitida, a corrente seja a menor possível. Reduzindo, assim, o efeito joule nos condutores.

**Transmissão:** Possuindo tensão elevada (Em Portugal [5], de 150 a 400 KV), as linhas transportam a energia dos centros de produção até os centros de consumo. Ao longo das linhas se encontram diferentes centros de geração de energia, os quais estão conectados.

**Subestação abaixadora:** Para que a energia entre no centro de consumo é necessário que a tensão seja reduzida. Tendo os níveis AT, MT e BT (Alta, média e baixa tensão, respectivamente) para serem entregues à distribuição.

**Distribuição:** Responsável por distribuir aos consumidores finais a energia. Sendo que consumidores de todos os níveis de tensão são atendidos como indústrias, comércios e condomínios que devido a sua potência elevada são alimentados com níveis de tensão superiores.

**Mercado:** Através de regulamentos fornecidos pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) são feitos contratos de compra de energia no mercado regulado ou no organizado.

A maioria dos países utilizam este modelo de entrega de energia, mesmo sendo um modelo viável e utilizado a muitos anos, há necessidade de melhorias.

### **1.3.2. MERCADO**

Portugal até 1974, acordo com [7], tinha sua produção e transmissão de eletricidade comandados pelo estado português, sendo que a prestação do serviço era feita por empresas privadas, as quais deveriam se candidatar a contratos de concessão da atividade. A distribuição era de responsabilidade de cada município. Com Decreto-Lei n.º 205-G/75

as principais empresas do setor de produção, transmissão e distribuição foram nacionalizadas e unidas, formando uma grande empresa chamada Eletricidade de Portugal, conhecida até hoje como EDP. Tal empresa se tornou um monopólio natural<sup>1</sup> do estado. A empresa era considerada um modelo econômico verticalmente integrado<sup>2</sup>. Não existiam concorrências para realização do serviço, uma vez que em uma dada região apenas uma empresa exercia tais papéis [8].

O monopólio estatal que, no momento, comandava os serviços de eletricidade permaneceu em vigor por anos, desde 1976 até a liberalização do mercado, sendo 1997 início de sua privatização. Após imposição da união europeia e exemplos de outros países abrindo o mercado para a livre concorrência entre empresas, no ano de 1995 o estado português começou a liberalização do mercado de forma faseada, assim como outros países europeus haviam feito momentos antes [7].

A liberalização do mercado é quando os consumidores podem escolher de quem irão comprar a sua energia (sendo o mercado competitivo), mas para que o país possa fazer essa alteração no modelo de mercado é necessário ter cautela, para assegurar o país de qualquer possível problema que possam enfrentar, sendo que medidas muito drásticas na economia podem acarretar em distúrbios econômicos para empresas e para a população, desequilibrando o frágil sistema econômico e social. Então em 1995 começou a parte transitória para a alteração do modelo, sendo que os primeiros consumidores do mercado livre de energia foram os de alta tensão (indústrias e comércios com maior potência instalada), depois se espalhando para os de menor consumo e, por fim, os de baixa tensão. 2006, ano que o processo transitório terminou. Os consumidores residenciais, em sua totalidade, já poderiam escolher qual comercializadora de energia contratariam para a tarefa de compra de eletricidade.

A liberalização do mercado, segundo [9], e suas quatro segmentações:

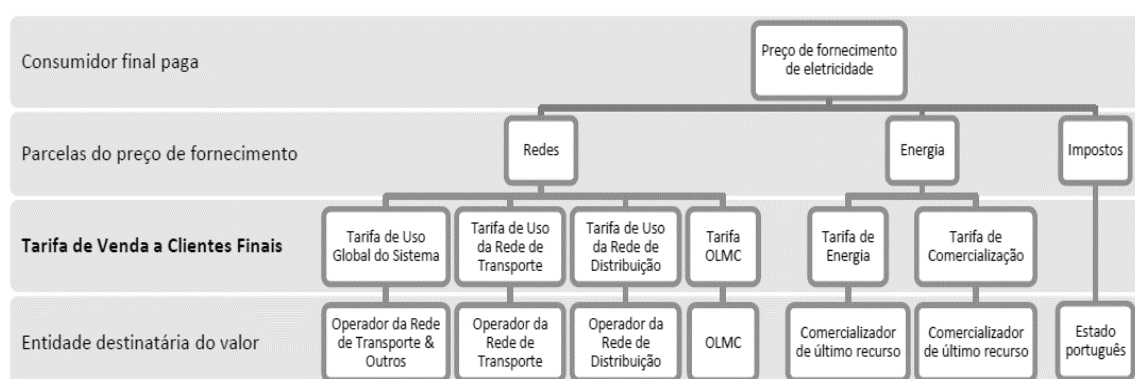
---

<sup>1</sup> Monopólios são necessários em casos em que a produção com mais de uma empresa torna o produto mais caro que quando produzido apenas por uma, chamados monopólios naturais.

<sup>2</sup> “Em regime de monopólio puro, isto é, existência de uma única entidade com responsabilidade perante todo o setor elétrico.”[8]

- Reestruturação do setor: Desconcentração das atividades de produção e comercialização;
- Concorrência e mercado: Criação de condições para acesso de concorrentes e criação de um mercado de varejo<sup>3</sup>;
- Regulação: Criação de um agente especializado para fazer tal função que não possua laços com os comercializadores (independente);
- Privatização: As empresas públicas, por fim, devem ser privatizadas para que novas também possam entrar no mercado.

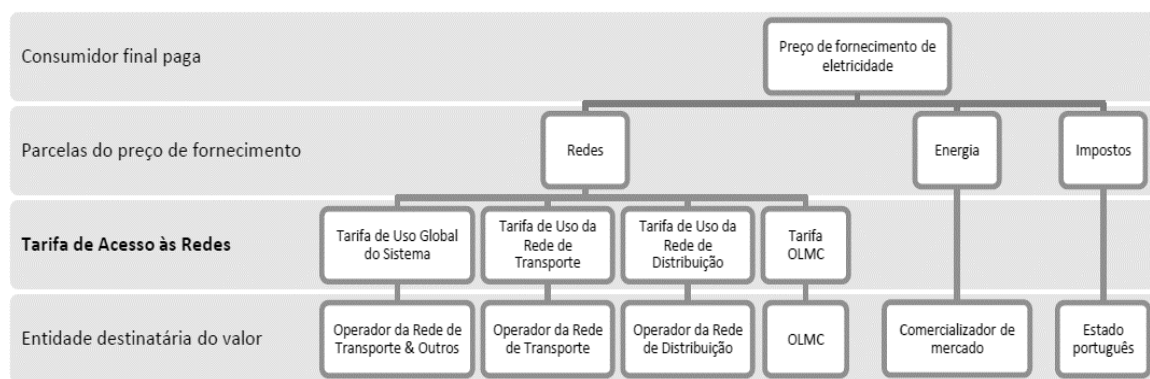
Uma comparação pode ser feita entre o mercado regulado e o não-regulado (liberalizado). Na Figura 2 observa-se como o mercado regulado funciona.



**Figura 2 – Estrutura de preço no Mercado regulado: ERSE [10]**

Com a liberalização do mercado a venda a energia é feita diretamente pelo comercializador, excluindo as tarifas de venda a clientes finais e alterando para tarifa de acesso à rede, sendo que o acesso a rede é uma tarifa necessária para que as redes possam operar. A Figura 3 explicita a mudança.

<sup>3</sup> Varejo é a comercialização de produtos, no caso energia, em quantidades menores. Ao contrário de atacado. Com isso pequenos comercializadores podem estar presentes no mercado para que ao longo do tempo cresçam de forma igual.



**Figura 3 – Estrutura de preço no Mercado Liberalizado: ERSE [10]**

Desta forma as tarifas de energia e comercialização serão retiradas e no seu lugar paga-se apenas a taxa que o comercializador negocia em contrato com os clientes, sendo essa tarifa definida de acordo com o mercado, considerando o mercado competitivo entre outras comercializadoras e adicionando para as comercializadoras a possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e produtores de energia. Os contratos garantem a redução da volatilidade do preço da energia elétrica, visando estabilizar o preço para um médio e longo prazo, gerando mais segurança para os consumidores de energia.

O modelo tarifário mostrado na Figura 3 mostra como são cobradas as taxa de energia no setor, levando em consideração que cada setor será gerido por empresas diferentes, sendo que, de acordo com o regulamento de relações comerciais fornecido pela ERSE, impõe ao agente comercial a atuação de forma independente em relação às atividades de transporte de energia e de gestão global do sistema do operador de rede de transporte. Desta maneira, separa-se a parte jurídica das outras atividades [11]. Então houve a necessidade de dividir a EDP em EDP produção, EDP distribuição, EDP comercial e EDP universal (Comercializador de Último recurso<sup>4</sup>) para que o regulamento seja respeitado no quesito de independência das atividades do setor.

A taxa que aparece em ambas figuras como tarifa de OLMC e destinatário OLMC se trata do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, segundo [12], responsável por

<sup>4</sup> Comercializador que vende a energia a preço fixo pelo mercado regulado utilizando preços fornecidos pela ERSE [11] no caso do consumidor optar por não entrar no mercado liberalizado.

fazer a administração dos contratos dos clientes com o novo comercializador optado pelo mesmo. O objetivo desta entidade é reduzir o tempo necessário para a mudança de comercializador, centralizar os contratos em uma única plataforma, facilitar a alteração para que o cliente possa alterar à vontade e mostrar transparência para que os consumidores possam ver os resultados da alteração de comercializador. O que incentiva a concorrência entre as comercializadoras, devido à transparência e facilidade em que o consumidor tem para troca.

Com a liberalização do mercado português, de acordo com [13], o mesmo ficou dividido nos seguintes ramos:

- **Produção:** Liberalizada que funciona em uma lógica de mercado em regime de livre concorrência, sendo que necessita de uma licença para a produção. Feita em regime ordinário ou regime especial. O primeiro é a produção através de hídricas ou centro de fontes não renováveis, principalmente carvão e gás natural. O segundo é a produção provinda de fontes renováveis ou cogeração.
- **Transporte:** Atividade regulada, não liberalizada atribuída ao estado português pela concessão da REN (Rede Elétrica Nacional).
- **Distribuição:** Dividida em RND (Rede Nacional de Distribuição) com concessão atribuída para a EDP distribuição (Não liberalizado) e rede municipal de distribuição (Baixa tensão) feita por concessões em cada município dividida com a EDP distribuição, sendo uma atividade regulada.
- **Comercialização:** Atividade liberalizada, necessita de licença para entrar no mercado, mas se enquadra em uma atividade de livre concorrência. Enquanto o mercado ainda não se estabelece de forma eficaz e eficiente<sup>5</sup> existe o comercializador de último recurso, entidade licenciada responsável pela comercialização com atividade regulada para garantir o atendimento a todos os clientes (incluindo o vulneráveis socialmente).

---

<sup>5</sup> Período transitório até que o mercado livre se estabilize e comece a funcionar adequadamente.

Em dezembro de 2006 foi constituída a EDP Serviço Universal que faz o papel do comercializador de último recurso, dando a possibilidade para o cliente optar pelo mercado regulado ou não regulado. Conclui-se que a produção e a comercialização de eletricidade estão liberalizadas, de forma e se tornarem um mercado livre e competitivo e a transmissão e distribuição por terem um custo fixo extremamente alto e um custo marginal<sup>6</sup> baixo se manteve um monopólio natural, apesar do mercado competitivo mais próximo possível do ótimo de Pareto<sup>7</sup>. Para tal situação o mercado português deve se integrar no mercado único europeu para que a comercialização possa ser feita entre diversas partes envolvendo o maior número de países possíveis. Com a entrada de novas empresas estrangeiras no país e um sistema elétrico interligado com a Espanha é possível vender excedente de produção nos momentos em que o país está com alta na produção<sup>8</sup> e comprar em momentos de baixa.

Neste novo conceito de mercado as empresas irão competir entre si pelo consumidor/cliente e não competir entre si pelo mercado, como no caso das concessões [9]. Para enfatizar, o autor [9] traduz de Bhattacharyya (2011) (Adaptado) algumas definições de mercados apresentados pela União Europeia nos seguintes tópicos:

- Modelo de Monopólio Verticalmente Integrado: Modelo clássico, onde um operador apenas possui toda a atividade do setor;
- Entrada de Produtores de Energia Independentes: Permite a entrada de produtores independentes no mercado, mas continua a existir um operador único da distribuição ao consumidor;

---

<sup>6</sup> Custo marginal é o custo adicional para produzir mais uma unidade, no caso do setor de transporte de energia elétrica seria o custo para conectar mais um cliente na rede.

<sup>7</sup> Ótimo de Pareto: Ótimo no sentido de Pareto é quando não é possível melhorar mais a situação sem que prejudique um agente do mercado, seja por eficiência nas trocas, eficiência na produção e eficiência no mix de produtos. Sendo o terceiro encontrado quando na aproximação de uma concorrência perfeita.

<sup>8</sup> Em certos períodos do ano em que há excesso de chuva ou vento, o país produz energia barata e limpa em abundância. Em períodos contrários a estes, o País deve recorrer a alternativas caras de produção, as quais também geram impactos ambientais maiores.

- Wholesale Competition: Price-Based Power Pool Model: Modelo que possui competição entre os diferentes concorrentes, que funciona sobre um modelo de licitação em concurso público;
- Wholesale Competition: Cost-Based Pool: O modelo é similar ao anterior, contudo em vez dos agentes apresentarem os preços, aqui os custos de produção são essenciais na formação dos preços da licitação;
- Wholesale Competition through Open Access: Corresponde a uma liberalização dando acesso livre aos agentes, é um processo essencial na liberalização do mercado da energia;
- Wholesale Market - Escolha Total do Consumidor: Modelo de Concorrência da Distribuição: A diferença com os 3 modelos anteriores é que nos anteriores apenas alguma parte dos consumidores e distribuidores tinham escolha total. Neste modelo todos os consumidores podem escolher mudar de agente, onde existe uma concorrência entre produtores assim como dos distribuidores de energia elétrica.

No modelo wholesale Market com escolha total do consumidor, a concorrência se torna muito mais presente, fazendo com que novas empresas entrem no mercado, se qualificando cada vez mais, resultando em um sistema elétrico melhor, crescimento de novos empregos, melhor distribuição de renda e redução de custos para o consumidor final. No entanto percebe-se que, de acordo com [14], dentro do mercado de eletricidade é possível montar um modelo concorrente em dois segmentos, são eles a produção e a comercialização, deixando como monopólio natural a parte de transmissão e distribuição de energia, uma vez que esses são necessários manter como monopólios devido ao seu investimento inicial ser extremamente elevado e o custo marginal baixo.

#### **1.3.4. ELASTICIDADE E O MERCADO DE ENERGIA**

A elasticidade de um bem ou serviço é utilizada para definir diversos parâmetros econômicos, tanto para definição de um monopólio, quanto para análise de variações de preços e demandas.

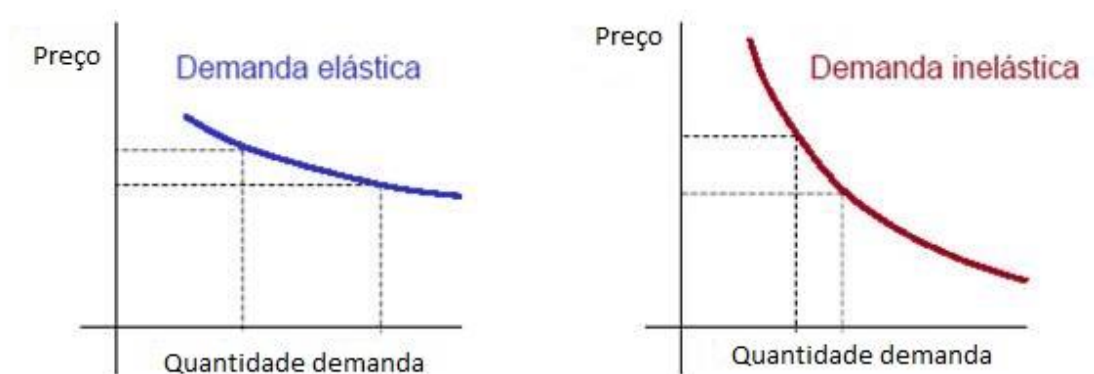
A elasticidade preço da procura, de acordo com Robert H. Frank [15], é a reação da quantidade demanda do produto em relação a variação do preço, percentualmente.



Para calcular a elasticidade de um produto segue-se a seguinte formulação matemática:

$$\varepsilon = \frac{\Delta Q/Q}{\Delta P/P} \quad (1)$$

Sendo Q a quantidade demandada e P o preço do produto. Então em uma dada curva a elasticidade do produto se altera de acordo com o atual preço e quantidade demandada, além da inclinação da curva. Para melhor entender a imagem retirada de [16] mostra como é uma curva genérica de um produto, onde no eixo X encontra-se a quantidade demandada e no eixo Y o preço.



**Figura 4 – Elasticidade de um produto: IEDGE [16] (Adaptado)**

A curva da esquerda representa um produto que ao ser alterado o preço a quantidade demandada se altera bruscamente. De acordo com [16] isso acontece por diversos motivos, dentre eles: facilidade para substituição do bem, não ser um produto essencial ou o produto ser encontrado em outro fornecedor (concorrente). No caso da demanda inelástica para uma alteração nos preços a quantidade demandada se altera pouco, ou seja, se o preço sobe os clientes continuam a comprar o produto, se reduzindo relativamente pouco se comparado a elástica. Isso pode ocorrer por vários motivos, dentre eles: preço do produto ser muito baixo em relação à renda do cliente, produto ser de primeira necessidade e possuir prazo curto da variação do preço, não havendo tempo para a substituição.

O produto é considerado, de acordo com Robert H. Frank [15], elástico quando sua elasticidade é menor que -1, rígida (inelástica) quando sua elasticidade é maior que -1 e unitária quando sua elasticidade é igual a -1. Em [17] encontra-se a elasticidade da eletricidade de acordo com diversas classes sociais, levando em consideração a renda dos indivíduos. A conclusão foi que de acordo com o aumento da renda maior seria a

elasticidade do produto, sendo que o mesmo variou de -0.55 a 1.34 para a menor e maior renda, respectivamente. Conclui-se que é inelástica para os seus consumidores, variando sua sensibilidade de acordo com a renda dos clientes. De acordo com a teoria econômica de consumo, se o consumo de um bem diminui quando o preço aumenta, por sua vez o consumo aumenta o preço diminui. Em especial nos escalões em que a renda familiar é mais baixa. Em famílias que possuem uma renda maior, a alteração de preço da energia não faz com que eles alterem rapidamente o seu modo de consumo, sendo a elasticidade mais rígida (inelástica) que os de menor renda.

Tendo em vista estes perfis de consumo, para cada um deles é possível desenvolver um modelo de negócio diferente, visando abranger todos os tipos de consumidores possíveis e dando prioridade para fazer modelos em instalações com maior potência instalada, as quais são mais impactantes para o sistema elétrico quando são ligadas em horários fora do vazio<sup>9</sup>. Não se pode deixar de lado o fato de que ao alterar o preço da eletricidade para um valor inferior os consumidores, até o momento, não irão para as suas residências consumir apenas porque está barato, eles consomem de acordo com suas necessidades, caso precisem consumir, o farão de qualquer forma e qualquer preço e se não precisam consumir, não consumirão. Então como fazer um cliente consumir eletricidade em momentos que ele não quer consumir e fazer o mesmo não consumir em momentos que ele quer, sempre levando em consideração que o conforto e praticidade nunca poderão ser deixados de lado.

### **1.3.5. SUSTENTABILIDADE E CONFIABILIDADE**

Em junho de 1972, aconteceu na Suécia a primeira conferência mundial relacionada ao meio ambiente (Declaração de Estocolmo), líderes mundiais debateram sobre a crescente problemática ambiental. A necessidade de produção, melhorias na economia e poder possuem um impacto direto no meio ambiente, o qual mostra ser cada vez mais esgotável. Fatores como efeito estufa, destruição de florestas, descarte de lixo, poluição industrial crescem juntamente com o crescimento da sociedade. A conferência visava mostrar aos líderes a real problemática do que estava acontecendo, uma vez que para que possa ser feita a diferença é necessário a união e conscientização.

---

<sup>9</sup> Momentos em que o consumo de energia elétrica é mais intenso, variando de sistema para sistema.

Desde então o Mundo começou a se preocupar cada vez mais com os impactos ambientais. Entre todos os impactos ambientais, um que se destaca é a cadeia de produção de eletricidade. Sabe-se que o sistema elétrico deve sempre suprir a necessidade dos consumidores, levando em conta a grande dependência por tecnologias tanto em residência como em indústrias/comércios. Para garantir o suprimento do serviço o método mais utilizado é a produção centralizada de energia em grandes termoelétricas e hidrelétricas. Para que essas usinas sejam implantadas áreas naturais são destruídas, no caso da térmica é necessário reservar um espaço para o armazenamento do carvão mineral além de sua extração totalmente prejudicial e grande emissão de gases tóxicos na atmosfera. Para as hidrelétricas é necessário alagar uma região florestal para produzir um reservatório, fazendo com que muitas pessoas, animais e plantas tenham que ser evacuados e até mortos por afogamento.

Com a entrada de modelos como “smart grids” e produção distribuída, há incentivo para que a produção deixe de possuir esse caráter centralizado, e sim, descentralizado. Tornando o sistema mais confiável, ecológico, barato e rentável para mais pessoas. Sendo que qualquer um pode começar a investir em produção de energia, uma vez que potências instaladas em distribuição são mais baratas que a instalação de uma grande usina distante do centro de consumo. Desta forma percebe-se que: São reduzidas as perdas no transporte, sendo que a energia é consumida localmente; a eficiência aumenta, por se trata de equipamentos de tamanho reduzido; redução da emissão de gases poluentes no meio ambiente, sendo que as instalações são, geralmente, de fontes renováveis; reduz a taxa da energia para o consumidor final, sendo que tais fontes possuem menor custo de operação, instalação e manutenção.

Com a crescente demanda em residências e grandes parques de geração de energia elétrica com painéis fotovoltaicos, o preço do material começou enfim a reduzir e caber no orçamento de uma parcela cada vez maior da população. A taxa de crescimento da instalação dos painéis fotovoltaicos mundialmente tem aumentado significativamente, pesquisa da IEA [18] comprovam.

A IEA [18] representa uma agência que se desempenha em fazer estudos mundiais de análise e entre outros estudos referentes aos recursos energéticos, um deles é a geração fotovoltaica, a qual é um tema amplamente discutido em diversos meios. O grande crescimento da potência instalada se deve ao fato de que a tecnologia está avançando

muito, no que se refere ao aumento da eficiência dos painéis e principalmente o custo, fatores que estão viabilizando cada vez mais a implantação.

Adicionando as energias renováveis no sistema como solar, eólica, minicentrals hidrelétricas, entre outros, resolve parte do problema ambiental, no entanto para controlar os fluxos de potência, produção e distribuição se torna uma tarefa ainda mais difícil, uma vez que não é possível controlar o quanto será produzido. Na presença de vento e sol a energia é injetada no sistema, no entanto rapidamente ela pode cessar e parar de fornecer em momento de pico<sup>10</sup> ou fornecer em horário não de pico. Essas problemáticas podem acarretar grandes falhas para o sistema. Mesmo com estudos climáticos apurados esses acontecimentos são inevitáveis e maneiras de contorná-los estão sendo desenvolvidos o tempo todo, através de modelos de negócios, de otimização e planejamento das áreas envolvidas. No desenvolver do trabalho serão apresentados alguns modelos que visam solucionar este tipo de problema, sendo os tópicos geração distribuída e resposta da demanda os mais importantes para estes modelos de negócio.

#### **1.3.6. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E A RESPOSTA DA DEMANDA**

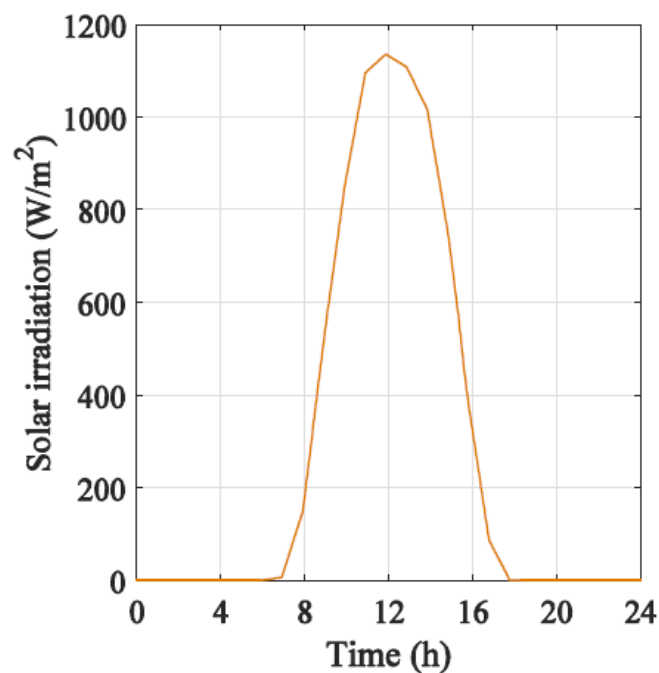
A geração distribuída, abreviada por DER (Distributed Energy Resources), é uma das características mais importantes de uma “smart grid” sendo ela a grande responsável pelo aumento da eficiência do sistema elétrico, diminuição dos impactos ambientais, melhor confiabilidade para o consumidor e redução dos preços tarifários. Existem gerações distribuídas de diversos tipos, dentre os principais: Cogeração, painéis fotovoltaicos, aerogeradores e mini gerações hídricas. As quais podem estar espalhadas pelo centro consumidor dentro de residências, comércios, indústrias ou até em áreas rurais próximas ou não da cidade. Sendo que quanto mais diferenciados forem os tipos de geração, melhor a confiabilidade do sistema. Justificando, em períodos de ausência de sol, as eólicas e hídricas podem compensar a falta, e em momentos de escassez de água, a solar pode compensar, o mix de produtos é essencial para o equilíbrio da produção e consumo. Dessa

---

<sup>10</sup> Momento de pico é a hora do dia em que há maior consumo de energia, havendo um pico de potência demandada e uma necessidade de produção muito maior que o normal, necessitando de sobre dimensionamento de condutores, transformadores e entre outros para alimentar as cargas.

forma evita-se o excesso de produção em um mesmo horário, levando em consideração variações climáticas.

Mesmo adicionando todos os tipos de DERs no sistema é possível que em dado horário a produção fique em excesso e horários que fique em baixa. Neste contexto uma compensação deverá ser feita para que o consumidor não perceba nenhuma diferença, ressaltando que a produção tem que suprir a demanda em exatos 100%, nada a mais e nada a menos, caso contrário haverá problemas técnicos nos sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumo de eletricidade. Com a instalação de painéis fotovoltaicos é possível que o consumidor produza energia em horário em que ele não está consumindo, injete no sistema e posteriormente consuma a mesma quando não há mais produção. Para o consumidor é ótimo, porque ele pode consumir a energia produzida fora do pico no pico (levando em consideração a alteração de tarifas pelos horários), no entanto para o sistema tal situação não é ótima, pois o mesmo terá que suprir o consumidor em horários de baixa produção renovável e alto consumo do centro.



**Figura 5 – Perfil de irradiação solar: Hybrid solar [19]**

Neste caso, se diversos consumidores tiverem o mesmo perfil de consumo o sistema irá receber energia em abundância próximo ao meio dia e pouco consumo e depois das 18h terá muito consumo e pouca produção, se muitos consumidores tiverem produção fotovoltaica em sua residência o sistema elétrico não iria suportar tal situação, então

maneiras de gerir a produção e o consumo estão entrando no mercado, sendo uma delas a Resposta da Demanda (DR). O modelo se baseia em adequar o perfil de consumo ao perfil de produção, ao invés de adequar a produção ao perfil de consumo como de costume. Para fazer isso diversos modelos já foram propostos na literatura, os quais foram apresentados ao longo do desenvolvimento. Em alguns países em que foram implementados modelos de DRs os consumidores chegam ao ponto de receber dinheiro por consumirem em horários fora de pico e alta produção e não consumirem no inverso. Como o caso DR explícita apresentado em [20], onde o consumidor recebe pagamento direto pela participação do programa ou em DR implícita em que o consumidor ganha desconto na conta de energia ao fim do período de consumo.



## 2. PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA

### 2.1. NECESSIDADE DE FLEXIBILIDADE DAS CARGAS

Com a mudança dos meios de produção, adição de produção renovável, os preços da energia se tornam mais voláteis que os antigos meios, de acordo com [21] e [22], os consumidores devem alterar a maneira que consomem para que possam se enquadrar no novo estilo. O autor de [21] faz uma análise de como um consumidor, no caso uma fábrica, pode alterar a sua maneira de fabricação para atender os quesitos de um sistema flexível. Tal artigo fornece suporte para viabilidade da alteração do perfil de consumo, o qual é necessário para poder se enquadrar em um, ou mais, programas de resposta da demanda.

Ainda sobre a necessidade de flexibilidade para a utilização dos programas, o autor de [23] faz a análise da utilização da flexibilidade das cargas em uma situação de uma microgrid (com conexão com rede de distribuição). Na microgrid existem diversos tipos de armazenamento (térmico), geração (solar e eólica) e alimentação de tanques térmicos de combustível fóssil. Nesta situação o autor tem o objetivo de otimizar o custo de funcionamento, levando em consideração as produções renováveis, preço do combustível fóssil (gás natural) e o preço da energia no mercado. O mesmo conclui que os armazenadores térmicos foram um fator essencial para o funcionamento da microgrid, sendo testado com três diferentes modelos de otimização para que ao final o custo de operação seja o menor possível, sendo validado com menor o menor custo de implementação.



Os programas que serão apresentados no decorrer do capítulo encontrados nos mecanismos de balanço dos sistemas elétricos do Reino Unido e de Portugal são destinados, basicamente, para consumidores de larga escala, entretanto, segundo [24], a alteração do consumo de energia para o aquecimento de acumuladores térmicos em prédios residenciais pode fazer grande diferença para o sistema elétrico, redução da emissão de carbono e economia para o consumidor. Neste foram testados em algumas residências o aquecimento da água dos acumuladores, o qual representou uma redução de até 5,5% dos custos da energia. De acordo com o mesmo, o somatório de mais consumidores fazendo o mesmo procedimento possui influência no sistema independentemente um dos outros. Fator essencial para a ampliação do modelo e validação da agregação.

## **2.2. PRINCIPAIS TIPOS DE RESPOSTA DA DEMANDA**

Neste contexto, de acordo com [2], [25] e [26], existem diversas maneiras de se aplicar a resposta da demanda, de acordo com o fundamento do programa. Dividida nos grupos: baseado em preço e baseado em incentivo (segundo [27], também chamada de implícita e explícita, respectivamente), o autor [2] descreve de maneira sucinta alguns exemplos de cada grupo.

No caso dos programas baseados em preço (price-based) são apresentados como alterações no perfil de consumo voluntariamente de acordo com variações no preço da eletricidade. Nestes o consumidor pode responder a um aumento ou diminuição do preço da energia em certas horas do dia, os quais visam influenciar a decisão de consumir mais ou menos no dado período, em alguns casos não economia de energia, mas sim a alteração do horário de consumo para que o congestionamento da rede seja diminuído em horários de ponta. Com isso o consumidor pode obter uma redução significativa na sua conta de eletricidade, além de contribuir para o sistema elétrico. Dentre os programas, o autor [2] cita: Time-Of-Use (TOU), preços diferentes pela energia ao longo das 24 horas de um dia, sendo a taxa calculada de acordo com a média do custo de geração e entrega de energia durante os períodos acordados; Real Time Pricing (RTP), os preços da energia são definidos em curtos períodos de tempo, geralmente um dia ou uma hora antes do tempo real os usuários obtêm a informação provinda do mercado atacadista; e Critical-Peak Pricing (CPP) é uma mistura dos dois anteriores, sendo que em momentos normais é cobrada a tarifação fixa com o modelo de TOU e em momentos específicos em que há alguma anormalidade no sistema como custo marginal de produção muito mais elevado que o normal é aplicado o

preço mais alto da energia, influenciando os consumidores a alteraram rapidamente seus perfis de consumo.

Os programas baseados em incentivo podem fornecer aos consumidores alterações nas taxas de faturação de energia fixas ou variáveis de acordo com a variação do tempo. Acordo com [2], podem ser utilizadas por operadores de rede, agentes de mercado ou entidades prestadoras de serviços para o sistema elétrico. Nestes tipos de resposta os provedores podem ser penalizados pelo descumprimento, uma vez que considerados obrigatórios. Dentre os programas, o autor [2] cita 6 possibilidades de reposta, são elas: Direct Load Control (DLC), oferecido basicamente para consumidores de menor porte (comerciais), faz uso do controle remoto de alguma carga específica do consumidor para fazer a resposta automática; Interruptible/Curtailable Service (ICS), destinado a consumidores industriais de larga escala, o qual é baseado em tarifas do mercado de varejo e promove redução nas tarifas do consumidor ou créditos para consumo de energia por redução da carga em momentos em que o sistema elétrico está demasiadamente congestionado. Em casos de descumprimento o consumidor é penalizado de acordo com o que foi acordado entre as duas partes; Demand Bidding/Buyback (DBB), destinado a consumidores de larga escala, os mesmos oferecem capacidade de redução de carga; Emergency Demand Response (EDR) é uma mistura dos programas DLC e ICS acionado quando não há reservas suficientes no sistema, destinado para situações emergenciais; Capacity Market (CM) os consumidores oferecem capacidade de redução de carga como capacidade do sistema para substituir outros recursos de balanceamento existentes no mesmo; Ancillary Services Market (ASM) os programas cadastrados são para serviços ancilares de mercado e são remunerados de separadamente pela disponibilidade de reserva (capacidade) e pelo despacho da energia quando requisitado.

Nos seguintes capítulos serão abordados modelos de resposta da demanda encontrados no Reino Unido e em Portugal com a característica baseada em incentivo.

## **2.3. PORTUGAL**

Assim como diversos países da União Europeia e outros ao redor do Mundo, Portugal também procura por serviços que melhorem a confiabilidade do sistema, diminua o custo da energia elétrica e seja mais sustentável. Neste contexto a REN [28] apresenta como um

consumidor pode prestar a resposta da demanda, chamado de serviço de interruptibilidade, junto com seus direitos, deveres e especificações técnicas para se enquadrar nos quesitos contratuais em relação ao prestador do serviço e o operador da rede de transportes português.

### 2.3.1. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS

De acordo com a portaria n.º592/2010 de 29 de julho [29] para que um consumidor se torne um provedor de resposta da demanda, o mesmo deve respeitar as especificações da portaria. Sendo previstas as possíveis penalidades pela não execução de seus deveres e seus direitos de remuneração pela execução e disponibilidade do serviço.

A Tabela 1 retirada da portaria estabelece a relação de cada tipo de provedor com o tempo do pré-aviso da instrução, durações, número máximo de períodos por ordem e quais valores máximos de potência residual devem ser utilizados.

**Tabela 1: Tipos de redução de carga: portaria n.º592/2010 [29]**

<b>Tipo</b>	<b>Pré-aviso mínimo</b>	<b>Duração total máxima</b>	<b>N.º máx. de períodos por ordem</b>	<b>Duração máx. Por período.</b>	<b>Max. Valor de pot. Residual a consumir em cada período.</b>
<b>1</b>	Duas horas	Doze horas.	3	Quatro horas.	$P_{maxb}$ em dois períodos; $P_{50\%}$ num período;
<b>2</b>	Duas horas.	Oito horas.	2	Quatro horas.	$P_{maxb}$
<b>3</b>	Uma hora.	Três horas.	1	Três horas.	$P_{maxa}$
<b>4</b>	Cinco minutos.	Duas horas.	1	Duas horas.	$P_{maxa}$
<b>5</b>	Zero minutos.	Uma hora.	1	Uma hora.	$P_{maxa}$

Os tipos de 1 e 2 são compreendidos dentro da modalidade “a+b” e os outros 3, 4 e 5 estão na modalidade “a”, divisão necessária para exercer os cálculos que serão explicitados em seguida. Aviso prévio é o tempo em que o provedor tem para responder ao chamado de resposta da demanda, sendo que nos casos de cinco minutos e zero minutos é necessária automatização da resposta através de equipamentos computacionais. Os outros casos com

apenas uma notificação via e-mail é suficiente para que o responsável faça a redução ou desligamento da carga. Em cada chamada é possível dividir em mais de um período, respeitando o número máximo de cada tipo. Os períodos podem ter uma duração máxima, ou seja, a duração total máxima é a soma das durações máximas de cada período.

A potência residual é o quanto que o provedor pode consumir de eletricidade no momento da chamada, sendo um valor pré-definido de acordo com a capacidade do provedor. Para que a instalação não se desligue totalmente e consiga exercer certas funções entendidas como essenciais para a mesma.

Para o cálculo da potência interruptível são necessários os valores de  $P_c^{11}$  e  $P_{max}^{12}$  de cada modalidade “a” e “b”, sendo que a diferença entre ambas resulta na potência interruptível da instalação, a qual será reduzida durante a resposta da demanda. Para o cálculo do  $P_c$  é necessário fazer a leitura da potência média anual nos últimos três anos nos horários de cheia ou ponta, sendo o valor máximo medido é adicionado ao  $P_c$ . A potência residual 50% representada como  $P_{50\%}$  é a utilizada apenas para o caso “a+b” (tipos 1 e 2), significa a metade da potência máxima residual e é calculado de acordo com (2):

$$P_{50\%} = P_{maxb} + 0,5x(P_{cb} - P_{maxb}) \quad (2)$$

A potência interruptível é representada pela (3), sendo  $i = \{a, b\}$ , também apresentada em [30].

$$P_{inti} = P_{ci} - P_{maxi} \quad (3)$$

Para a remuneração da prestação do serviço são levadas em consideração duas parcelas. A remuneração base mensal, referente à disponibilidade pela prestação do serviço, calculada de acordo com (4) e (5):

---

<sup>11</sup> valor máximo da potência média anual dos consumos nos últimos três anos de serviços de interruptibilidade na ponta ou cheia, definido para a tarifa de uso da rede de transporte.

<sup>12</sup> Potência máxima residual do provedor.

$$rba = \alpha \times TGCC \times Pinta \times \Delta a \quad (4)$$

$$rbab = \alpha \times TGCC \times Pint a \times \Delta a + \beta \times TGCC \times Pint b \times \Delta b \quad (5)$$

Sendo que  $\alpha$  e  $\beta$  são parâmetros multiplicativos definidos de acordo com o despacho feito pela DGE [31] e TGCC é referido ao preço associado ao investimentos e custos fixos de turbinas a gás de ciclo combinado, em Euros/MW [29] e  $\Delta$  é o quociente entre a diferença da média das potências tomadas mensais, em cada prestador do serviço, no último ano de serviços de interruptibilidade no período horário de ponta e cheia, definidos para a tarifa de uso da rede de transporte, com a potência residual máxima para “a” ou “a+b”, em MW.

Quando a resposta da demanda é solicitada pelo operador os provedores ainda recebem uma remuneração adicional pelo uso, além de sua disponibilidade, que leva em consideração parâmetros como média do preço da energia no momento da interrupção, o tempo em que o provedor permaneceu provendo o serviço e a potência interruptível. Representado pela (6) para modalidade “a” e (7) para modalidade “a+b”:

$$raa = \gamma \times Pinta \times pm \times Ta \quad (6)$$

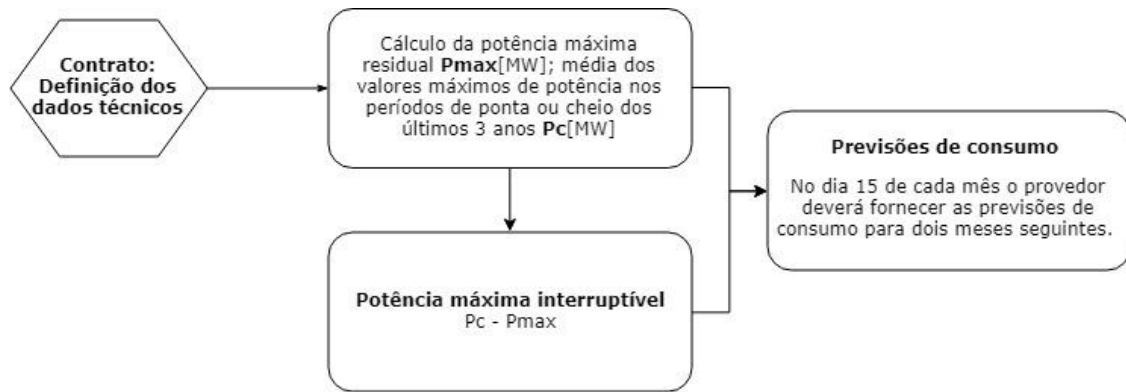
$$raab = \gamma \times Pint a \times pm \times Ta + \delta \times Pint b \times pm \times Tb \quad (7)$$

Sendo os parâmetros multiplicativos definidos pelo mesmo órgão das equações de remuneração base [31], como  $\gamma$  e  $\delta$ . O fator “pm” é adicionado para que a remuneração leve em consideração o preço médio da energia naquele momento no mercado diário, fazendo com que a remuneração adicional aumente de acordo com o preço da energia e o tempo em que proveu resposta da demanda representado com Ta ou Tb. De acordo com [31] os valores dos elementos multiplicativos das formulações estão apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2: Despacho econômico. [31]**

$\gamma$ [adimensional]	TGCC [€/MW]	$\Delta a$ [adimensional]	$\alpha$ [adimensional]	$\beta$ [adimensional]	$\delta$ [adimensional]
1,20	3388,42	1,0	0,70	0,30	1,10

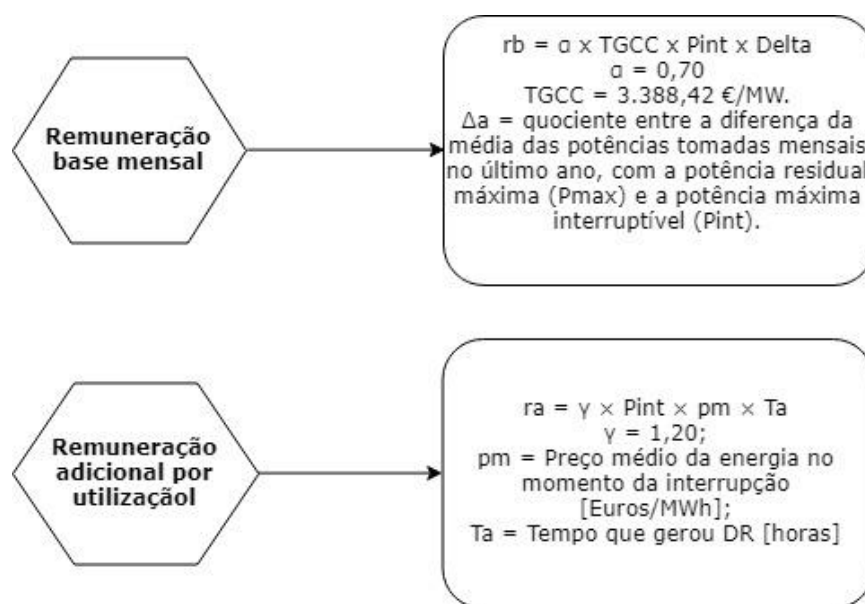
Para melhor entendimento a Figura 6 mostra como funciona a contratação entre o SO e o provedor. Sendo feito o cálculo da potência de consumo ( $P_c$ ) apresentado como a média dos valores máximos de potência nos períodos de ponta ou de cheia dos últimos 3 anos. A potência máxima residual é o valor de potência máximo a consumir pelo provedor no momento em que o operador faz o pedido de redução.



**Figura 6: Diagrama de contratação.**

Ainda explicando a Figura 6, o cálculo da potência máxima interruptível é feito pela diferença da potência de consumo e a máxima residual, o que representa o quanto será reduzido no momento em que o operador fizer a notificação de redução. Além de fornecer as futuras previsões de consumo dos próximos dois meses para que o operador possa se organizar em relação às demandas. Por se tratarem de provedores com potência demandada de ordem industrial [27], normalmente, os mesmos possuem estudos do quanto irão expandir suas produções ou quanto irão produzir naturalmente em um futuro próximo e, em alguns casos, em médio e longo prazo. Fator que auxilia nas previsões do operador do sistema em relação à energia a produzir.

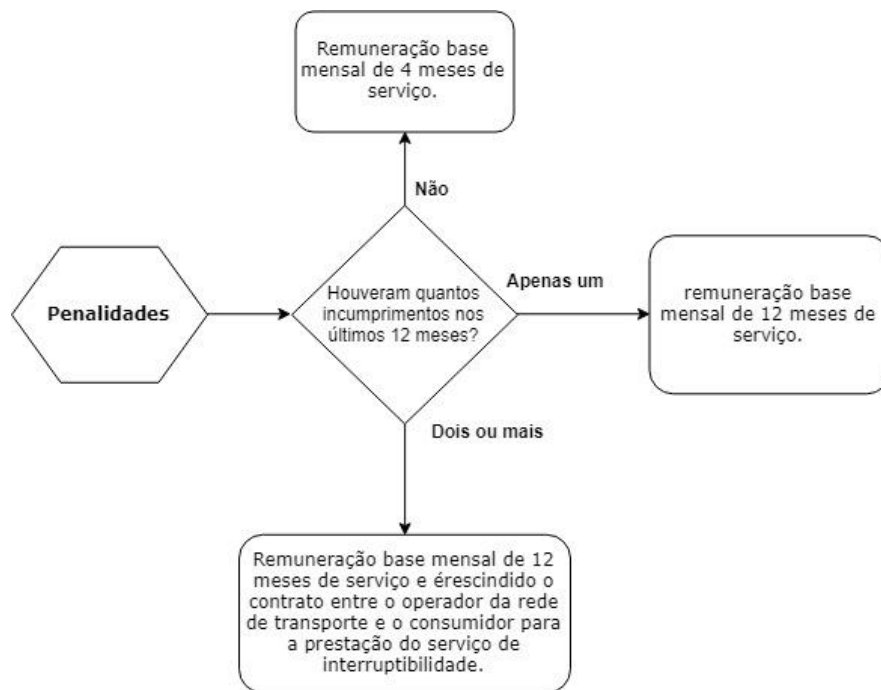
A Figura 7 apresenta as remunerações base e adicional para a modalidade “a”, sendo a modalidade “a+b” igual, entretanto com suas respectivas fórmulas apresentadas anteriormente. Em relação à remuneração base mensal são utilizados parâmetros definidos pelo DGEG.



**Figura 7: Diagrama remuneração.**

Os períodos de liquidação utilizados no modelo são horários, no entanto a medição deve ser quarto-horária. Determina-se a média entre quatro valores quarto-horários para formar o período de liquidação horário.

Existe a possibilidade dos provedores contratados não responderem, nestes casos a Figura 8 mostra as penalidades para os descumprimentos. Para as duas primeiras falhas é cobrado um valor monetário referente a quatro meses de serviço para a primeira vez em que falhar e doze meses para a segunda vez que falhar. No caso de uma terceira penalidade é cobrada a multa de doze meses de serviço, e ainda, é feita a retirada do provedor do serviço de interruptibilidade. A Figura 8 mostra esquematicamente cada uma delas.



**Figura 8: Diagrama penalidades.**

### 2.3.2. REGULAMENTO

Para que o provedor do serviço de interruptibilidade se enquadre no programa é necessário o envio de algumas informações relevantes ao Gestor Global do Sistema (GGS), órgão que gere o sistema elétrico nacional de Portugal. Segundo o regulamento [32] as informações a prestar ao GGS são:

- Previsões de consumo: No dia 15 de cada mês o provedor deverá fornecer as previsões de consumo para dois meses seguintes;
- Paragens programadas: Enviar o programa de paragens e manutenção dos 12 meses subsequentes, assim como qualquer outra causa que possa ser prevista de paragem parcial ou total da instalação, que inviabilize o serviço de interruptibilidade;
- Indisponibilidade: O provedor deverá comunicar qualquer anomalia que se verifique na instalação consumidora que afete a previsão do consumo, os equipamentos de comunicação ou de tratamento de interruptibilidade;
- Consumo: A GGS deverá receber os dados de consumo da instalação de hora em hora referentes aos últimos valores de consumo médio quarto-horário da instalação consumidora;



- Consumo em tempo real: A GGS deverá dispor de uma periodicidade que não exceda 12 segundos da medição de potência ativa e reativa da instalação, visando a concretização da aplicação e controle do serviço de interruptibilidade;
- Informação associada à ordem de redução de potência: O provedor deverá informar a GGS o aviso de recepção das ordens de redução de potência.

Para participar do programa o prestador do serviço deve seguir as seguintes especificações:

- Ser consumidor de MAT, AT ou MT que contrata energia no mercado organizado, contratação bilateral ou comercializadores não regulados;
- Potência interruptível maior ou igual a 4 MW;
- Instalação de um relé de deslastre por frequência;
- Instalação de equipamentos de medição, registro e controle.

Ao aderir, a resposta se torna obrigatória. Sendo aplicadas as penalidades apresentadas na Figura 8 em caso de descumprimento.

## **2.4. REINO UNIDO**

Introduzido em 2001 o novo sistema de negociação de eletricidade (NETA do inglês “New Electricity Trading arrangements”) visa manter um sistema confiável e seguro, no qual as negociações poderem ser feitas em um tempo mais próximo do real com o operador do sistema, com a finalidade de balanceamento das cargas. Anteriormente no sistema, chamado “electricity pool”, as negociações de compra e venda de energia eram feitas normalmente com contratos entre instituições e o custo para fazer o balanceamento do sistema era dividido entre todos os participantes do mercado. Adicionado o NETA, o balanceamento do sistema acabou por ser feito com negociações mercantis, criando uma nova oportunidade de negócio e promovendo uma diminuição do custo do balanceamento.

No NETA um agregador independente pode fazer contratos de comercialização de energia, causando uma abertura no mercado que permite maior concorrência entre produtores, consumidores e agente de mercado.

Para regular o NETA, faz-se uso do *Balancing and Settlement Code* (BSC), código que visa mostrar os dados de balanço de consumo e produção para todos os seus usuários de maneira transparente. O qual incentiva os usuários a se enquadrarem corretamente no perfil de consumo programado. O incentivo faz com que os consumidores balanceiem o seu consumo antes do fechamento das negociações de compra e venda de energia. Neste contexto o operador do sistema pode comprar ou vender eletricidade em um tempo mais próximo do real.

#### **2.4.1. OFGEM**

OFGEM significa, do inglês, escritório do mercado de gás e eletricidade (*“Office of gas and electricity markets”*). Responsável pela regularização do mercado de gás e energia elétrica no Reino Unido, de acordo com [33] entre os objetivos da autoridade reguladora se incluem: Valorizar investimentos; promover segurança no fornecimento para as gerações atuais e futuras de consumidores domésticos e industriais; supervisionar e desenvolver o mercado e a competitividade; regulação e planos governamentais.

#### **2.4.2. NATIONAL GRID**

Do inglês significa rede nacional. De acordo com [34] é responsável pelo desenvolvimento, manutenção e operação de maneira econômica e eficiente das redes de eletricidade e gás da Grã-Bretanha. A mesma possui autoridade para fixar cabos e os sistemas necessários para a rede em estradas e rodovias públicas, podendo ainda fazer compras de terras de maneira compulsória para que a entrega da energia aconteça.

#### **2.4.3. COMO AGREGADORES PODEM OPERAR DENTRO DO MECANISMO DE BALANÇO (BM)**

De acordo com [33], diversos agregadores presentes no mercado têm interesse em participar do mecanismo de balanceamento do sistema elétrico inglês, no entanto as chances de lucrar no sistema ainda são incertas, devido ao mercado volátil da produção e demanda de eletricidade. A OFGEM conclui que os agregadores ainda consideram a possibilidade de negócios para o mercado futuro, sendo que para os agregadores ficarem aptos para oferecer flexibilidade para os clientes dentro do mecanismo eles devem seguir o código BSC ou contratos bilaterais entre fornecedores e consumidores.

#### **2.4.4. DEFINIÇÃO DE MECANISMO DE BALANÇO (BM)**

Do inglês “Balancing mechanism” o mecanismo é utilizado no Reino Unido para balancear consumos e produção. Existem leis e regulamentos a serem seguidos para que as negociações de compra e venda possam ocorrer. Neste caso em que o sistema está desbalanceado é necessário que a correção do sistema seja feita o mais rápido possível. Segundo [35] e [36] a “National Grid” utiliza, principalmente, a ferramenta de BM para fazer a compra e venda de energia. Os lances de preços para fornecimento de alteração do perfil de carga ou aumento na produção acontecem entre 60 a 90 minutos antes do tempo real, logo após esse fechamento apenas a “National Grid” pode aceitar ou não os lances ofertados pelos provedores de algum tipo de BM. Neste contexto ela pode gerir o sistema no tempo real, com os preços que já foram ofertados anteriormente. Neste contexto os preços pela alteração da demanda ou produção possuem uma dinâmica muito maior que os preços da energia em uma compra e venda de maior prazo, como de costume para negociações por eletricidade. Por essa volatilidade do preço da energia, os provedores podem, diretamente ou através de um agregador, gerarem receita pela alteração de seus perfis de carga ou fornecendo energia ativamente para o sistema.

A diferença entre um BM e um non-BM é que para os BMs a remuneração é feita pela disponibilidade de acordo com suas janelas e os mesmos são cadastrados para que façam o balanço do sistema de forma mandatório aos chamados do SO, assim, garantem o balanço do sistema de forma sistemática com valores já negociados anteriormente. Um non-BM é uma unidade que responde de acordo com o programa em que estão instalados e são remunerados, além da taxa de disponibilidade, pelo uso da energia ou por outros tipos de remuneração presentes nos diferentes programas. Os programas podem aceitar a participação de BM e/ou non-BM, dependendo das especificações de cada programa.

#### **2.4.5. TIPOS DE RESPOSTA DA DEMANDA NA UK**

Para o sistema elétrico inglês a resposta da demanda pode fornecer maneiras de melhoria do atendimento ao cliente e redução do custo final da energia.

O sistema de uso inteligente da energia, no qual os provedores podem ligar, desligar ou trocar o perfil de consumo, de acordo com o tempo real de sua utilização. É uma ferramenta que assegura uma utilização da energia de uma forma mais sustentável, segura

e fácil. O serviço é viável para que comércio e consumidores, em geral, possam economizar com a fatura de energia e reduzirem seu “Carbon footprint”<sup>13</sup>.

Quem pode participar:

- Grandes indústrias e clientes comerciais;
- Pequenas a médias empresas;
- Agregadores.

Oportunidades:

- Gera maior conscientização para os consumidores, por sua vez, melhorias na qualidade da entrega de energia;
- Ajuda a reduzir custos para o consumo final de energia;
- Maior segurança para utilização de recursos renováveis na produção.

Dentre os possíveis participantes dos programas de resposta da demanda, são explicitados alguns exemplos mais comuns no mercado de balanceamento da rede. Os programas apresentados a seguir foram retirados do site da “National Grid” do Reino Unido para dar suporte ao entendimento da resposta da demanda em um sistema elétrico.

#### **2.4.5.1. FAST RESERVE**

Por meio de produção ou consumo, a “Fast Reserve”, fornece uma resposta rápida e confiável do seu estado. O programa é adicionado aos mecanismos de balanço para controle de frequência da rede. Podem fazer uso do programa: Produtores conectados na transmissão e distribuição, provedores de armazenamento de energia e agregadores.

Existe a possibilidade do provedor se enquadrar em outros serviços de balanceamento, no entanto quando for requisitado o provedor deve responder independente de estar em outros

---

<sup>13</sup> Do inglês, pegada de carbono, é o montante que uma atividade ou organização emite de dióxido de carbono em toneladas. [43].

programas. A “National Grid” envia uma notificação no décimo-segundo dia útil de cada mês, representando a janela de nomeação (“Nomination Window”). Após a notificação os provedores devem responder aos pedidos em qualquer momento que forem requisitados, 24h por dia e 7 dias por semana, entretanto a maior parte das instruções ocorrem entre 6h-23h. A maneira com que são requisitados para atuarem é por meio de uma notificação eletrônica e a resposta deve acontecer de maneira automática.

Os despachos ocorrem aproximadamente durante 5 minutos e cerca de 10 vezes ao dia, no entanto os provedores devem ter capacidade para suportar até 15 minutos, garantindo confiabilidade.

Para entrar no programa são necessários os seguintes requisitos técnicos:

- Potência ativa deve ser entregue dentro de 2 minutos após o pedido;
- Taxa de entrega superior a 25 MW/minuto;
- Suportar uma duração de, no mínimo, 15 minutos de corte ou produção;
- Ter capacidade para entregar no mínimo 50 MW;

Um questionário deve ser submetido com os dados referente aos equipamentos instalados, perfil de consumo e localização geográfica. Após aceito a entidade recebe o acesso para plataforma de propostas de resposta rápida, onde submeterá sua solicitação de “Fast Reserve”. A submissão acontece mensalmente, dando a flexibilidade para o provedor participar no mês que tiver mais interesse. No processo de licitação o provedor informa o seu preço para exercer o serviço, submete-os no primeiro dia útil do mês para a plataforma de licitação e a mesma analisa a viabilidade através de cálculos de comparação com outras fontes de balanceamento. Os tipos de pagamento para “Fast Reserve” são:

- **Taxa de disponibilidade [Libras/hora]:** Remuneração por estar pronto para prestação do serviço.
- **Taxa nominal [Libras/hora]:** Pagamento pelas horas em que o sistema utilizou a reserva dentro da janela de nomeação.
- **Taxa de utilização [Libras/MWh]:** Pagamento pela quantidade de energia entregue em uma dada janela de nomeação.

O programa apresenta uma maneira de controle da frequência do sistema elétrico de maneira rápida e eficiente.

#### **2.4.5.2. SHORT TERM OPERATING RESERVE (STOR)**

Para certas horas do dia a demanda pode ser maior que o previsto ou alguma fonte de energia pode ficar indisponível por alguma razão externa, para isso o programa STOR aparece como solução a estas ocasiões. Sendo que o mesmo pode ser executado com fontes de potência ou redução de consumo. O uso deste recurso varia de acordo com o ano, semana e dia.

Provedores incluídos no BM e non-BM podem entrar no programa de STOR, estando conectadas em redes de transmissão ou distribuição. Sendo que a maior parte dos provedores está localizada nas regiões com maior demanda por eletricidade do Reino Unido.

As instruções de redução acontecem nas suas janelas de disponibilidade, chamadas de “morning window” e “evening peak window”, podendo acontecer em outros momentos do dia com menor frequência.

A instalação de uma unidade tem duração de seis meses e é feita por terceirizados. Os provedores devem ter a capacidade de reduzir ou produzir, no mínimo 3 MW, durante um período de 2 horas e responder, após notificados, em no máximo 240 minutos. O tempo de recuperação da instrução deve ser de, no máximo, 1200 minutos.

Para entrar no programa existem duas formas:

- **Serviço comprometido**

Aberto para participantes BM e non-BM. O provedor deve estar pronto para responder ao chamado a qualquer momento de qualquer janela de STOR e é obrigado estar ativo para responder. A vantagem é que a “National Grid” irá comprar todos os serviços fornecidos.

- **Serviço flexível**

A entrada para o mercado só é aberta para provedores non-BM. Este serviço flexível fornece mais liberdade de escolha de quantas horas os provedores ficarão ativos para

resposta. A grande vantagem é a possibilidade de trocar as janelas de disponibilidade, abrindo a possibilidade de agirem de acordo com o mercado.

Após a submissão dos dados de promoção para plataforma, é feito o cálculo de custo para o balanceamento, comparado com outras fontes e por fim é emitida a resposta de aceite. O que acontece três vezes por ano.

Para a remuneração existem três formas distintas, as quais são explicadas a seguir:

### **I. Pagamento por disponibilidade**

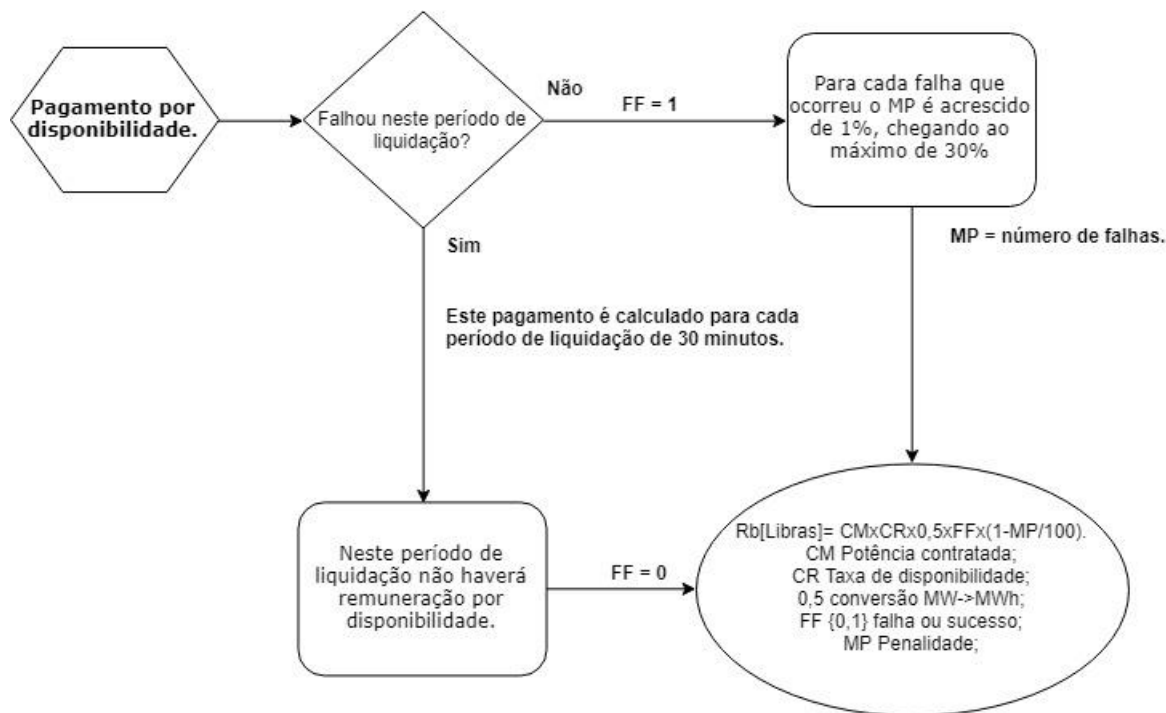
O pagamento pela disponibilidade é a remuneração de acordo com o tempo em que o provedor ficou disponível para ser instruído. Independentemente do fato dele ter sido instruído ou não ele receberá o pagamento, a não ser que tenha sido instruído e não tenha respondido ao chamado para o caso de um servidor flexível [37].

$$CM * CR * 0,5 * FF * (1 - MP/100). \quad (8)$$

Onde: CM: Potência contratada [MW], CR: taxa pela disponibilidade contratada [Libras/MWh], 0,5: conversão de MW para MWh de 1 período de liquidação, FF: Bandeira de falha (1 = paga, 0 = Não paga), MP: Penalidade mensal que é de 1% para cada janela em que um ou mais eventos de falha ocorre, sendo sua máxima penalização 30%.

As temporadas são divididas dentro de um ano e numeradas de 1 a 6, cada uma representando uma temporada específica do ano, entretanto não possuem necessariamente a mesma duração. Definindo diferentes necessidades de STOR pelo sistema.

Para melhor entendimento a Figura 9 expõe o diagrama de funcionamento da remuneração e da penalidade nela embutida em caso de não cumprimento.

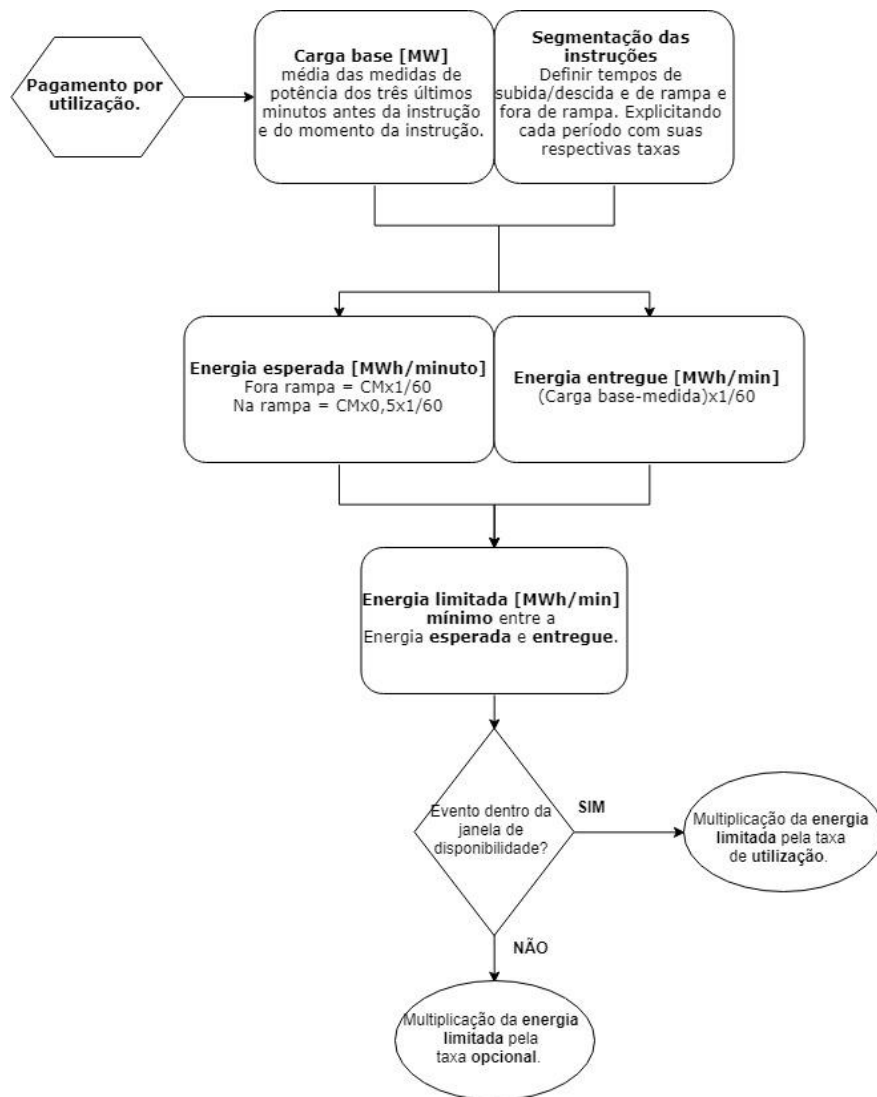


**Figura 9: Pagamento pela disponibilidade STOR.**

## II. Pagamento pela utilização

Pagamento pela entrega do serviço quando acionado pelo SO. O qual inclui a energia adicionada ou contada que o provedor fornece, sendo apenas non-BMs são incluídos nesta parcela da remuneração. A Figura 10 apresenta o diagrama de como é o processo de remuneração de um provedor non-BM.





**Figura 10: Pagamento por utilização STOR.**

Onde os parâmetros de cálculo, que aparecem na Figura 10, são explicados detalhadamente nos seguintes seis itens (A até F) seguintes:

#### **A. Carga base**

A carga base representa o consumo da instalação antes da instrução de redução. Para isso é feita a média das três últimas medidas de potência (uma por minuto) junto com a leitura da potência no exato momento da instrução.

## B. Segmentação das instruções

Para fazer distinção das janelas de disponibilidade e opcional, leva-se em consideração as rampas de subida e descida da resposta, isto é a taxa de crescimento da resposta, tanto para começo e fim da instrução.

A segmentação é de acordo com o estágio que a resposta está sendo dividida em janela de pré-instrução e janela de disponibilidade, sendo a taxa de utilização faturada apenas no momento em que a rampa de subida é iniciada e para no momento em que a rampa de descida termina. Fora do intervalo das rampas é faturada a taxa de utilização opcional, a qual o provedor emite uma taxa diferente da de utilização, por se tratar de um período em que não pretendia prover. A divisão foi feita de acordo com um os períodos de liquidação.

*Tabela 3: Segmentação das instruções. De [38]*

<b>SP 1</b> <sup>14</sup>	De 00:19 a 00:25	<b>Subida</b>
<b>SP 1</b>	De 00:25 a 00:30	<b>Plano</b>
<b>SP 2</b>	De 00:30 a 01:00	<b>Plano</b>
<b>SP 3</b>	De 01:00 a 01:25	<b>Plano</b>
<b>Sp 3</b>	De 01:25 a 01:30	<b>Descida</b>
<b>SP 4</b>	De 01:30 a 01:31	<b>Descida</b>

No caso deste exemplo o provedor operou apenas dentro da janela de disponibilidade, sendo que o exemplo retirado do documento prevê uma taxa de rampa de subida e de descida de 2 MW/min e a potência contratada de 12 MW, logo a conta para o período em que o mesmo atuou na rampa é o seguinte [38]:

$$\frac{\text{Potencia contratada [MW]}}{\text{Taxa de rampa de subida } \left[\frac{\text{MW}}{\text{min}}\right]}. \quad (9)$$

---

<sup>14</sup> Sendo SP do inglês “Settlement Period” (Período de liquidação), neste caso 30 minutos.

$$\frac{Potencia\ contratada\ [MW]}{Taxa\ de\ rampa\ de\ descida\ [\frac{MW}{min}]} \quad (10)$$

Resultando um período de 6 minutos, sendo enquadrado no que realmente aconteceu na Tabela 3, as rampas de subida e descida estão em 6 minutos. Definindo este exemplo como um provedor que opera dentro da janela de disponibilidade, não necessitando de remuneração opcional.

### C. Energia esperada

Calcula-se a energia esperada por minuto no momento da rampa e fora da rampa, da seguinte maneira [38]:

$$\frac{Potência\ Contratada\ [MW]}{60\ minutos} \quad (11)$$

$$\frac{0,5 \times Potência\ Contratada\ [MW]}{60\ minutos} \quad (12)$$

Representam o total da energia esperada calculada para o período de liquidação.

### D. Energia entregue

Existe a formulação tanto para gerador como para redutor de carga, no entanto será explicitado apenas a redução de carga visando o foco do estudo. Calculada para cada minuto é dada como:

$$\frac{carga\ base[MW] - medida[MW]}{60} \quad (13)$$

### E. Energia limitada

Energia limitada é o mínimo entre a esperada e a entregue, sendo que em seguida será utilizada para a conversão de energia para unidades monetárias (pagamento).

## F. Pagamento

Para o cálculo do pagamento multiplica-se a taxa de utilização<sup>15</sup> pela energia limitada em cada estágio. Caso o provedor forneça fora da janela de disponibilidade a taxa de remuneração opcional<sup>16</sup> é aplicada, formando uma tabela como no exemplo:

*Tabela 4: Pagamento para uma taxa de utilização de 300 Libras/MWh [38]*

Estágio	SP	Energia limitada [MWh]	Pagamento [Libras]
Subida	1	0,6	180
Plano	1	1	300
Plano	2	5,75	1725
Plano	3	5	1500
Descida	3	0,5	150
Descida	4	0,05	15

A Tabela 4 mostra exatamente como foi a remuneração em cada estágio da resposta. Da rampa de subida até a rampa de descida, passando pelo estágio plano que representa a fase em que o provedor entrega a potência requisitada.

## III. Pagamento opcional pela utilização

Os non-BM também podem participar do serviço de STOR fora da janela de disponibilidade, então os mesmos podem ofertar STOR em um período de acordo com sua necessidade ou disponibilidade para que possam ser analisados pela “National Grid”. No entanto o pagamento é feito apenas pela utilização e não pela disponibilidade.

---

<sup>15</sup> Definida anteriormente através de concurso.

<sup>16</sup> Definida anteriormente através de concurso.

### **2.4.5.3. DEMAND TURN UP (DTU)**

Este serviço fornece uma programação exatamente contrária aos anteriores, ao invés de diminuir a demanda ou aumentar a geração, o SO manda sinais para que os provedores consumam mais ou os geradores gerem menos. Este serviço é necessário porque a maior parte da demanda por energia está, normalmente, concentrada nos períodos de pico. No restante do dia ou da noite a demanda se reduz, fazendo com que a frequência da rede se eleve nas reduções de carga. Situação que é agravada pela produção de energia através de renováveis, as quais podem produzir muito em horários em que o consumo é baixo. Um caso comum é a produção eólica durante a noite, momento em que há pouca carga e energia está sendo injetada no sistema, aumentando por sua vez a frequência. Para solucionar o problema uma boa opção é incentivar os consumidores a utilizarem energia elétrica nestes horários e produtores diminuïrem suas produções.

Qualquer tecnologia que possua flexibilidade para aumento da demanda ou redução da produção pode se habilitar para o serviço, dentre elas são: consumidores, combinação de aquecimento e potência, qualquer tipo de geração, armazenamento de energia (baterias, por exemplo) e qualquer outra tecnologia que possa promover tal flexibilidade, no entanto não são aceitos consumos de energia que não possuam nenhuma utilização, isto é, não é válido consumo desnecessário. Não é possível promover outros serviços junto com a DTU porque para promover outros serviços ao mesmo tempo o provedor terá que se declarar indisponível para exercer a mesma, o que faz com que os quesitos de funcionamento não sejam cumpridos.

A potência mínima para entrar no programa é de 1 MW, podem ser agregados provedores menos para formar tal valor, sendo cada um deles igual ou maior que 0,1 MW. Para promover o serviço basta possuir um contador de energia que analisa por minuto ou de meia em meia hora na instalação, um telefone celular ou fixo e acesso a e-mail para receber a informação. Não é necessário instalar qualquer outro tipo de equipamento.

Em relação à duração do serviço depende de fatores climáticos e da capacidade dos provedores. Nos anos de 2016 e 2017 a duração média da entrega foi de 4 horas e 20 minutos e 3 horas e 34 minutos, respectivamente. A velocidade de resposta dos provedores nos mesmos anos foi de 7 horas e 20 minutos e 6 horas e 40 minutos, respectivamente. Fato que poderá ser diferente no ano de 2018, uma vez que as novas instruções para o fornecimento se alteram a cada contrato e para cada provedor com características

diferentes, o sistema leva em consideração sua capacidade de entrega e faz com que o mesmo aja de acordo, levando em consideração tempos de resposta e duração da capacidade de entrega.

Os provedores podem ser acionados dentro das janelas de disponibilidade, que é quando existe uma maior necessidade do mecanismo.

*Tabela 5: Janela de disponibilidade DTU.*

<b>Maio, setembro e outubro.</b>	<b>23h30 – 8h30</b>	<b>Meses base</b>
<b>Junho, julho e agosto.</b>	<b>23h30 – 9h</b>	<b>Meses pico</b>
<b>maio até outubro.</b>	<b>13h – 16h</b>	<b>fins de semana e feriados</b>

Os provedores são acionados através de mensagens via e-mail e SMS, junto com o pedido de acionamento vêm as especificações técnicas de potência necessária e os prazos necessários da resposta.

Os próprios provedores informam o quanto de potência podem disponibilizar e podem informar semanalmente ou para os que possuem mais informações sobre o seu comportamento podem enviar o detalhamento para um período maior, levando em consideração que a falha na entrega do serviço é considerada com não entregue.

Para entrar no programa existem duas opções, são elas:

- **Demanda fixa de acionamento:** Neste caso se a oferta de preço dos provedores for aceita ela será fixada. No entanto o preço pode ser fixado um pouco abaixo do proposto para que possa ser mais competitivo entre as outras soluções do mercado. A vantagem desta proposta é que é garantido o pagamento pela disponibilidade em que os provedores declaram inicialmente.
- **Demanda de acionamento opcional:** Provedores que necessitem de alterações frequentes de disponibilidade para ofertar o serviço devem optar por esta opção, com ela é possível se posicionar de acordo com fatores climáticos e de mercado. Analisando suas necessidades e possibilidades de produção.

Para a avaliação dos provedores para ambas opções são levados em consideração: pagamentos de disponibilidade e utilização; Potência disponível (ordem de MW); tempo de resposta; tempo de recuperação; e duração da resposta;

O pagamento aos provedores acontece de duas formas:

- **Pagamento por disponibilidade:** Para que os provedores da demanda fixa de acionamento fiquem disponíveis nos horários programados para fornecerem o serviço.
- **Pagamento pela utilização:** Para provedores da demanda fixa e da opcional, os mesmos recebem por entregar o serviço quando requisitado.

Ambas taxas de pagamento são emitidas pelos provedores e analisadas pelo sistema, de forma a aceitar as taxas viáveis economicamente comparadas com outras formas de suprir a baixa demanda.

- **Serviço fixo:** os provedores enviam suas propostas de preços e os mesmos são fixados se forem aceitos;
- **Serviço opcional:** os provedores enviam os preços com uma frequência de até duas vezes na semana, fazendo com que o sistema aceite ou não os mesmos, mas havendo a possibilidade de os provedores analisarem fatores climáticos e de mercado em um tempo mais próximo ao do contrato de preços;

Em 2016 nos meses de maio até setembro o sistema procurou 309 MW de demanda, o serviço foi usado 323 vezes entre estes meses, totalizando uma energia de 10800 MWh com uma média de preço de utilização de 61,41 Libras/MWh consumido ou deixado de produzir.

Encontram-se alguns exemplos de empresas (provedores) deste tipo de resposta a demanda e suas respectivas taxas de disponibilidade e utilização, potência máxima contratada, tipo de resposta (geração ou carga) e se foi aceito pela “National grid”, na *Tabela 6* verifica-se a contratação destes provedores, comprovando que o sistema está sendo requisitado e utilizado pelos consumidores.

*Tabela 6: provedores e suas ofertas de taxas [39]*

Provedor	Máximo contratado [MW]	Taxa de disponibilidade (£/MWh)	Taxa de utilização (£/MWh)	Tipo de ativo	Aceitação Verdadeiro ou Falso
SSE Hornsea Ltd	10	1,50	68,00	DR	V
SSE Hornsea Ltd	19,4	1,50	74,80	DR	V
SSE Hornsea Ltd	4,6	1,50	82,40	DR	F
SSE Hornsea Ltd	6,6	0,75	97,00	DR	F
SSE Hornsea Ltd	4,2	0,75	103,00	DR	F
ENGIE	6	1,50	97,00	Geração	V
ENGIE	2	1,75	75,00	Geração	V
ENGIE	7	1,50	80,00	Geração	V

#### 2.4.5.4. FIRM FREQUENCY RESPONSE (FFR)

Promove aos provedores e à “National Grid” maior estabilidade do preço da energia em comparação com as incertezas de preços dos serviços obrigatórios, podendo ser executado por BMs e non-BMs.

O FFR pode fornecer o serviço dinâmico e o não dinâmico, sendo que, no primeiro, o provedor gere sua carga segundo por segundo para que a frequência da rede fique dentro da faixa adequada, fazendo leituras da frequência para que se forme uma resposta em malha fechada. O segundo é um sistema discreto que é acionado de acordo com um desvio de frequência, pré-definido, de acordo com previsões.

As velocidades de resposta para os provedores de FFR são de acordo com o tempo de resposta e o tempo em que devem ficar ativas, sendo elas:

- **Resposta primária:** Resposta dentro de 10 segundos após um evento e que deve ser mantida por mais de 20 segundos;
- **Resposta secundária:** Resposta dentro de 30 segundos após um evento e mantida por mais de 30 segundos;



- **Resposta de alta frequência:** Resposta dentro de 10 segundos e deve ser mantida por um período indefinido (até o fim do evento).

Existe a possibilidade de fornecer outros serviços de balanço fora da janela de disponibilidade de FFR, sendo que a mesma deve ser sempre respeitada (mantendo o dispositivo acionado para fazer as alterações de carga) e estando dentro dos requisitos técnicos, que são:

- Ter um medidor operacional que comuta as cargas;
- Passar pela pré-qualificação de FFR;
- Entregar no mínimo 1 MW de resposta;
- Operar dentro dos níveis acordados de demanda ou geração quando requisitados;
- Ter a capacidade de operar no modo dinâmico (com o modo sensível acionado) ou alterar o nível de potência por um sistema automático de relés;
- Comunicação com um dispositivo de controle automático;
- Em caso de agregação, se capaz de se comunicar por apenas um ponto com o SO.

Para participar é necessário submeter os dados técnicos para a plataforma, juntos com os preços para prover o serviço, podendo se candidatar ao serviço apenas em um mês ou quantos o provedor tiver interesse. As ofertas mais viáveis economicamente serão aceitas pela “National grid”, as quais foram informadas as seguintes taxas:

- **Taxa de disponibilidade [Libras/h]:** Para as horas em que o provedor se coloca à disposição para fornecimento;
- **Taxa de iniciação de janela [libras/janela]:** Pagamento por cada janela em que são requisitados os serviços;
- **Taxa de utilização [Libras/h]:** Pagamento pelas horas de utilização do FFR quando requisitado;

- **Taxa de revisão da janela [Libras/h]:** Quando o sistema envia uma notificação ao provedor de uma janela antecipadamente e o provedor aceitar, caso a indicação da janela se altere o provedor será remunerado;
- **Taxa de resposta por energia [Libras/MWh]:** Pagamento pela energia que o provedor forneceu.

## 2.4.6. CONCLUSÃO DOS MÉTODOS

Para simplificar o entendimento dos métodos apresentados, a Tabela 7 apresenta as modalidades de resposta da demanda no Reino Unido de maneira resumida, elencando os aspectos mais importantes de cada um.

**Tabela 7: Programas UK**

Fast Reserve		STOR		DTU		FFR	
<b>Requisitos:</b>		<b>Requisitos:</b>		<b>Requisitos</b>		<b>Requisitos</b>	
Entrega em 2 minutos após o pedido.		Entregar no mínimo 3 MW durante um período de 20 minutos.		Potência mínima de 1 MW.		Medidor operacional que comuta as cargas.	
Taxa de entrega superior a 25 MW/minuto.		Prover durante 240 minutos (2h contínuas).		Agregados igual ou maior que 0,1 MW cada.		No mínimo 1 MW de resposta.	
No mínimo 15 minutos de corte ou produção.		Recuperação da instrução em 1200 min.		Contador de energia de minuto a minuto ou de meia em meia hora.		Em agregação, comunicação por apenas um ponto com o SO.	
Entregar no mínimo 50 MW.		Disponibilidade três vezes por semana.		Telefone celular ou fixo e acesso a e-mail para instrução (apenas).		Comunicação com um dispositivo de controle automático.	
<b>Taxas:</b>		<b>Taxas:</b>		<b>Taxas:</b>		<b>Taxas:</b>	
<b>Disponibilidade [Libras/hora]</b>	Remuneração por estar pronto para prestação do serviço.	<b>Disponibilidade [Libras/hora]</b>	Remuneração por estar pronto para prestação do serviço.	<b>Disponibilidade [Libras/hora]</b>	Demanda fixa de acionamento.	<b>Disponibilidade [Libras/hora]</b>	Disposição para fornecimento.
<b>Nominal [Libras/hora]</b>	Utilização da reserva na janela de nomeação.	<b>Utilização [Libras/hora]</b>	Por limitar a potência na janela de nomeação.	<b>Utilização [Libras/hora]</b>	Demanda fixa e da opcional.	<b>Iniciação de janela [libras/janela]</b>	Pagamento pelas janelas em que são requisitados.
<b>Utilização [Libras/MWh]</b>	Por limitar a potência na janela de nomeação.	<b>Opcional [Libras/hora]</b>	Por limitar a potência fora da janela de nomeação.	-	-	<b>Utilização [Libras/hora]</b>	Utilização quando requisitado.
-	-	<b>Serviços</b>	Comprometido e flexível.	-	-	<b>Revisão da janela [Libras/hora]</b>	Para chamadas fora da janela contratada.
-	-	-	-	-	-	<b>Resposta por energia [Libras/MWh]</b>	Energia que o provedor forneceu.

Apesar de apresentarem características muito diferentes, a utilização de diferentes programas em um mesmo sistema é essencial para o equilíbrio dos recursos. Em momentos

de excesso de produção, o DTU apresenta uma boa solução em relação ao aproveitamento de produção renovável em momentos de baixo consumo. Modelo que, antes do aumento da produção renovável, teria um uso praticamente inexistente para o sistema. Outros programas, também abordados, apresentam soluções em relação à qualidade da frequência do sistema e reservas em caso de consumo fora do previsto ou baixas na produção, com diferentes velocidades de resposta, desde respostas automáticas até comunicação via telefone ou e-mail.

## 3. PROGRAMA PROPOSTO

Procurando uma maneira para facilitar a entrada de agregadores nos programas de resposta da demanda, é feita a proposta de um modelo de comunicação entre os provedores e o agregador, omitindo a parte de comunicação entre o operador do sistema e dando ênfase para a relação do agregador com seus provedores. O modelo também apresenta as formas de remuneração e penalidades para possíveis falhas na entrega.

### 3.1. CONTRATAÇÕES

A contratação do agregador é feita por concurso e o contrato é celebrado entre o operador do sistema e o agregador. A contratação dos agregados é feita pelo agregador, os quais fornecem diferentes taxas, janelas de disponibilidades, tempos de resposta, potência de redução e erros máximos admissíveis. A Figura 11 mostra, em diagrama, a comunicação entre o operador do sistema e o agregador. Depois, disso, do agregador com seus agregados/provedores.



*Figura 11: Esquema de contratação*

Para que todos os parâmetros de contratação sejam estipulados, um concurso inicial entre provedor e agregador é feito. No entanto, a contratação do agregado com os seus provedores pode ser feita de maneira mais flexível, tornando mais fácil a entrada de agregados no sistema. Contudo, a contratação do agregador com o operador do sistema deve ser feita de maneira comprometida.

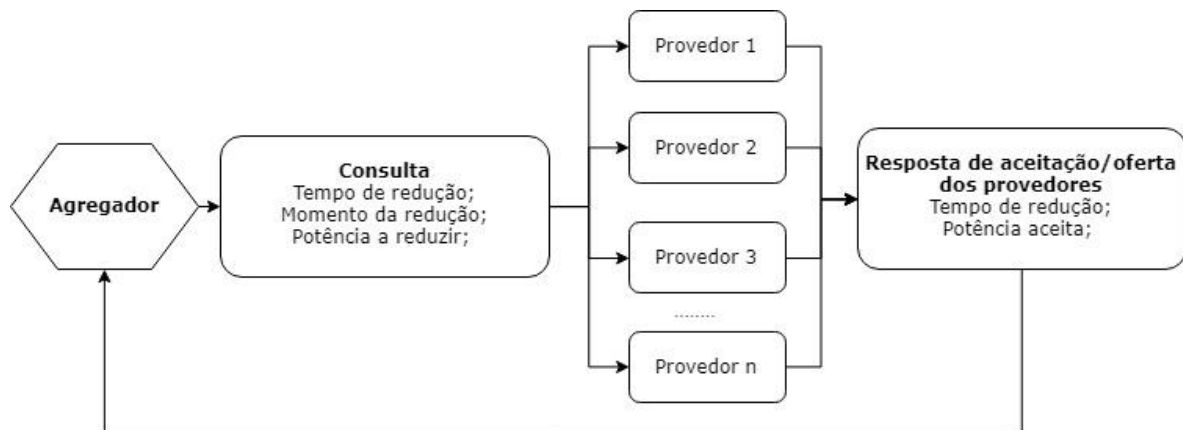
A potência de redução a ser submetida, pelos provedores, é a máxima possível. Havendo a possibilidade de uma contraproposta, por parte dos provedores, com uma potência de redução menor que a máxima contratada, levando em consideração que saibam os impactos (que serão apresentados no decorrer do capítulo) em relação à redução da potência entregue em cada evento.

Com o somatório de todos os provedores, o agregador pode fazer um acordo do tipo STOR, por exemplo, com o operador do sistema, resultando em uma potência de redução em escala industrial com o somatório de consumidores de baixa e média tensão, consumos em escala comercial.

Neste novo cenário, os consumidores conectados na rede de distribuição, também, podem fazer parte do sistema de balanceamento de carga, de forma a proverem resposta em pontos espalhados pela rede, gerando novas oportunidades de negócios e aumento da qualidade do sistema elétrico.

### 3.2. COMUNICAÇÃO

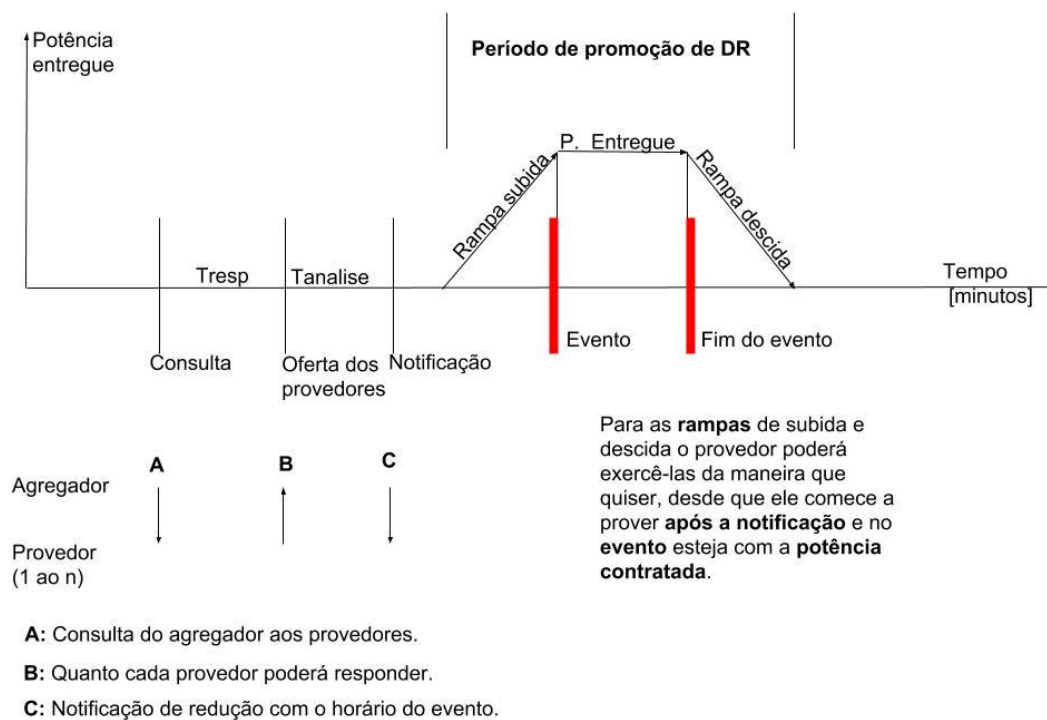
A comunicação do agregador com seus agregados será definida com um pedido inicial, chamado consulta, no qual o agregador sugere dados do evento que irá acontecer. Neste primeiro diálogo o agregador deve requisitar para cada provedor um tempo de redução, momento da redução (data e hora) e a potência requisitada (dentro do limite máximo e mínimo de cada provedor). Depois disso, os provedores analisarão o pedido e responderão (Oferta dos provedores) com o tempo de redução e a potência aceita viáveis para si. Com isso, o agregador formará seu banco de dados para aquele determinado evento, procurando a solução ótima de despacho dentre todos os provedores, focalizando no menor custo. A Figura 12 mostra em formato de diagrama o funcionamento desta instrução.



*Figura 12: Troca de informações agregador e agregado*

Após ter feita a troca de informações, o agregador possui o melhor resultado para despacho. Emitindo, então, a instrução de redução para cada um de seus provedores, levando em consideração as potências máximas e mínimas de cada um.

Em relação às rampas de subida e descida dos provedores, o agregador não precisa se preocupar porque, ao enviar a notificação, os provedores terão um tempo já determinado para obterem a máxima potência entregue, então, ao receberem a notificação, os provedores, poderão começar a fornecer da maneira que quiserem, desde que no momento do evento (marcado em vermelho na Figura 13) estejam com a potência notificada.



**Figura 13: Linha cronológica das instruções**

Os momentos “A” e “B” são referentes à comunicação entre agregador e agregado sobre o quanto precisam e o quanto podem prover, respectivamente. O momento “C” é a notificação de quanto cada provedor deverá fornecer, com o tempo, data e hora do evento. A potência entregue será o quanto realmente está sendo fornecido naquele momento e deve ser igual ao valor da potência requisitada na notificação, caso contrário será remunerado apenas pelo que entregou e não pelo requisitado, podendo ter uma variação máxima (Erro máximo admissível) definida em contrato.

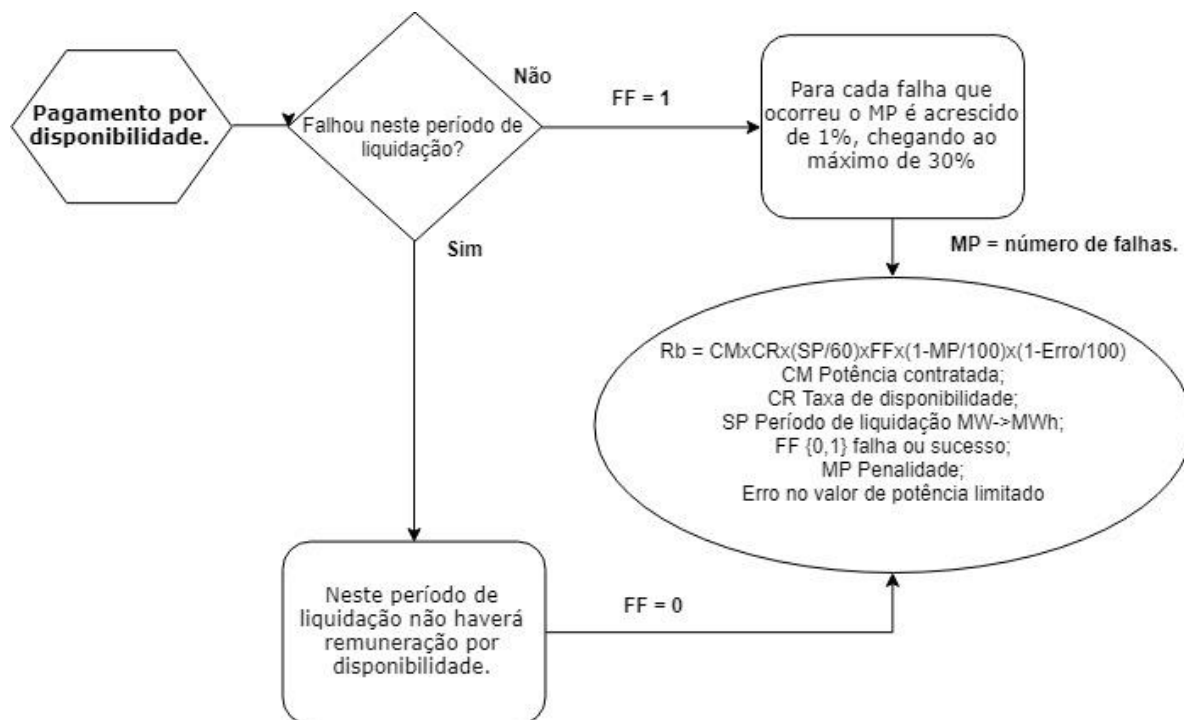
### 3.3. REMUNERAÇÃO DO MODELO

Para o cálculo das remunerações é utilizado o modelo de STOR como base para o desenvolvimento, por se tratar de um modelo completo e pelo seu histórico, na “National Grid”, é bastante utilizado como mecanismo de balanço.

Define-se as taxas de utilização, disponibilidade, erro percentual de entrega de potência e o tempo de redução, faz-se a aplicação das remunerações de disponibilidade e utilização.

## I. Remuneração por disponibilidade

Em relação à remuneração por disponibilidade de cada provedor é utilizado o diagrama da Figura 14 para melhor entendimento das possíveis situações encontradas na realidade.



**Figura 14: Remuneração por disponibilidade**

Para cada período de liquidação que houve falha o “MP” é acrescido em 1%, causando uma redução na remuneração de disponibilidade (Rb) e no momento da falha o parâmetro “FF” é alterado para zero fazendo com que neste período não tenha remuneração, concluindo que o provedor não estava disponível para responder ao agregador naquela janela.

Em relação às penalidades é adicionado o parâmetro representado como erros aceitos na potência entregue. O provedor será descontado percentualmente ao quanto deixou de prover. Se a diferença entre a potência entregue e a contratada foi 10%, por exemplo, a remuneração por disponibilidade será reduzida em 10%, válido para todas as porcentagens dentro do valor máximo de erro estipulado no contrato, caso ultrapasse esse valor a bandeira de não disponibilidade é ativada, considerando-o, por sua vez, como falha.



A potência contratada “CM” é o valor de potência que o agregador solicitou no momento da notificação e a taxa de disponibilidade “CR” é definida anteriormente em contrato, podendo ser alterada depois que acontecer o vencimento do mesmo.

O período de liquidação “SP”, que está na formulação da Figura 14, é apresentado de forma genérica para que sistemas com diferentes períodos de liquidação possam se adaptar e fazer uso do mesmo modelo, sendo seu valor dados em minutos, normalmente a cada 15, 30 ou 60 minutos.

Após calcular a remuneração por cada período de liquidação é feito o somatório para que ao final do mês seja somado à remuneração por utilização (explicada a seguir) e totalizado o pagamento total por prover resposta da demanda.

## **II. Remuneração por utilização**

O procedimento para o cálculo da remuneração por utilização leva em consideração a energia esperada, entregue e a potência base de consumo. Após a explicação dos passos de cálculo listados de A até E, a *Figura 15* mostra o diagrama do mesmo.

### **A. Carga base**

A carga base representa o consumo da instalação antes da instrução de redução. Para isso é feita a média das três ultimas medidas de potência (uma por período de liquidação) e no momento da notificação, formando a média de quatro valores.

### **B. Energia esperada**

Calcula-se a energia esperada de acordo com o que foi instruído na notificação, da seguinte maneira:

$$\frac{CM [MW] \times SP}{60}. \quad (14)$$

Onde: CM é a potência contratada na notificação em MW, SP é o período de liquidação genérico, em minutos, e a divisão por 60 é para converter o período de liquidação para horas. Resultando na energia esperada em MWh.

### C. Energia entregue

A energia entregue é o quando realmente o provedor está reduzido de sua carga, o qual é comparado com a carga base a fim de encontrar uma referência para a medida.

$$\frac{(carga\ base[MW] - medida[MW]) \times SP}{60}. \quad (15)$$

Multiplica-se pelo SP para obter a energia total de um período de liquidação, deixando a energia esperada e a entregue para o mesmo intervalo de tempo.

### D. Energia limitada

Para evitar que o provedor seja remunerado por uma redução de carga maior do que ele realmente pode fornecer (no caso dele reduzir mais do que a contratada) o valor da energia limitada é o mínimo entre a entregue e a contratada, evitando, assim, que o provedor reduza mais do que o contratado (podendo ser um valor inviável economicamente para o agregador) ou receba pelo contratado, sendo que reduziu menos.

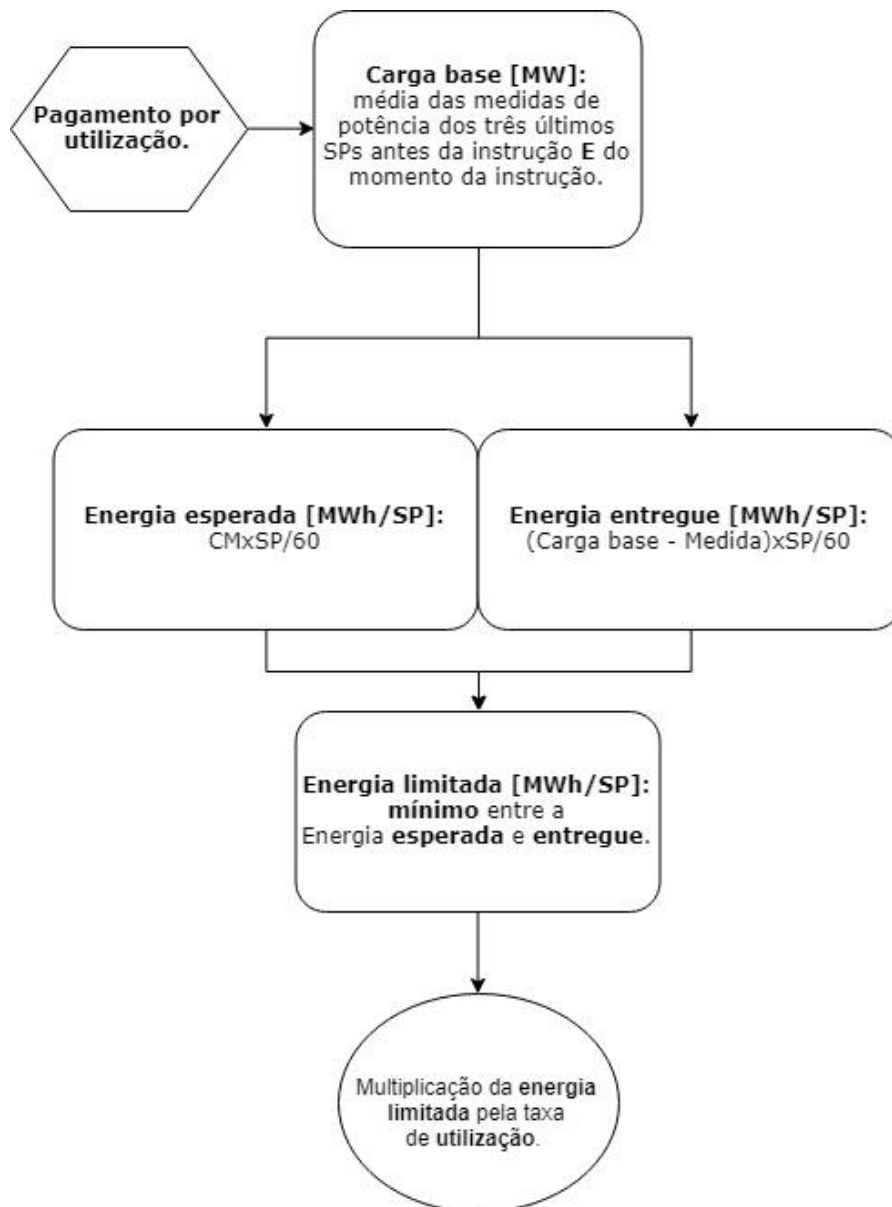
### E. Pagamento

Para o cálculo do pagamento multiplica-se a taxa de utilização<sup>17</sup> pela energia limitada em cada estágio.

Entendidos os procedimentos de cálculo para a remuneração por utilização, a Figura 15 mostra o diagrama do funcionamento, com as respectivas formulações e ordens de cálculo.

---

<sup>17</sup> Definida anteriormente através de concurso.



*Figura 15: Remuneração por utilização*

A fim de tornar o modelo mais genérico possível, assim como na remuneração por disponibilidade, o período de liquidação “SP” pode ser alterado de acordo com o sistema em que estiver sendo usado, inserido, também, em minutos.

### 3.4. OTIMIZAÇÃO

A otimização deve ser feita todas as vezes que o agregador for fazer o despacho de seus provedores. Momentos antes do envio da notificação (após ter os dados de quanto cada um pode fornecer de potência no dado evento).

Levando em consideração que o agregador possui o controle dos seus agregados, é inteligente que o mesmo faça seus despachos de maneira a otimizar, minimizando custos e produzindo o nível de potência desejado pelo operador do sistema. Por se tratar de uma gerência de, idealmente, muitos provedores ao mesmo tempo, é possível que ocorram muitas falhas nas entregas de reduções, logo o agregador pode utilizar do seu grande número de provedores (cada um com potência em escala reduzida) para aumentar a confiabilidade de sua notificação.

A otimização dos provedores, de acordo com [40], deve ser feita de forma contornar a incerteza de seus provedores e o fato do preço da energia ser muito volátil em curto prazo e os consumos imprevisíveis de seus consumidores.

O método de otimização deve ser feito de acordo com o que o agregador definir, dependendo do número de provedores e limitações que encontrar. De acordo com [1], existe a possibilidade de otimização do lucro de um agregador de uma micro-grid, o qual pode fazer a compra da energia de diversos lugares, incluindo o mercado de balanceamento de cargas (pool electricity) e gerações distribuídas localmente. Neste método mencionado é feito o uso de otimização estocástica, levando em consideração certos riscos envolvidos em relação às previsões de demanda.

Um exemplo de como desenvolver a otimização dos provedores é adicionado. É necessário explicitar as variáveis de decisão, função objetivo, restrições do problema e limites superiores e inferiores das variáveis de decisão. Com a ajuda de um programa computacional para determinar o melhor despacho, o programa apresenta, genericamente, os parâmetros para a formulação da otimização linear.

- **Variáveis de decisão**

Para encontrar o melhor despacho possível é necessário saber qual potência requisitar de cada provedor. Então as variáveis de decisão para o problema serão as potências notificadas, que somadas devem ser iguais a potência requisitada pelo SO.

- **Função objetivo**

O objetivo da agregação é utilizar diversos provedores, com baixa potência, para gerar um impacto maior no sistema, logo para que o agregador tenha motivação para gerir todos os seus agregados, o mesmo, deve procurar por uma resposta de redução mais barata possível,

levando em consideração que a potência entregue ao SO tem que ser fixada no valor instruído. Então a função objetivo é o somatório da multiplicação da taxa de utilização pela potência notificada de cada provedor.

$$F.O = \sum_{i=1}^n \text{taxa de utilização}(i) \times \text{Potência notificada}(i). \quad (16)$$

Onde “i” são os provedores com suas respectivas taxas de utilização e suas variáveis de decisão (potência notificada) e “n” é o número de provedores contratados pelo agregador.

- **Restrições**

A notificação de redução deve ser menor ou igual a potência de resposta dos provedores, fazendo com que eles não sejam requisitados por mais do que podem fornecer em cada evento.

- **Limites superiores e inferiores**

Define-se um limite mínimo de potência para um provedor estar cadastrado no sistema, fazendo com que todos forneçam, pelo menos o mínimo, de redução de potência em cada evento. O limite superior é a potência de aceite dos mesmos.

### 3.5. COMPARAÇÃO DO MODELO

O modelo apresentado representa uma forma simples de cálculos baseados nas taxas de utilização, disponibilidade e penalidades por não cumprimento ou cumprimento parcial. Para o desenvolvimento do mesmo, como referência, foi utilizado o modelo de STOR do Reino Unido, um programa que funciona ativamente no mecanismo de balanço, ou seja, uma base confiável.

Na Tabela 8 é feita a comparação dos modelos de forma simplificada, nela são explicitadas as características mais importantes dos dois modelos. Observam-se as diferenças e semelhanças dos dois no que se refere as remunerações, segmentações das instruções, penalidades, taxas e comunicação entre agregador e provedores.

**Tabela 8: Comparação STOR e Novo Modelo**

STOR	Novo Modelo
<b>Penalidades:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Falha na redução, reduz a remuneração base em 1% por falha ocorrida</li> <li>No momento da falha não é remunerado pela disponibilidade e nem pela utilização.</li> </ul>	<b>Penalidades:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Falha na redução, reduz a remuneração base em 1% por falha ocorrida.</li> <li>No momento da falha não é remunerado pela disponibilidade e nem pela utilização.</li> <li>Erro percentual aceito, reduz na mesma percentagem a remuneração base.</li> </ul>
<b>Segmentação das instruções:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Divide os períodos de rampa e fora da rampa para verificar a taxa de variação aceite.</li> </ul>	<b>Segmentação das instruções:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Não possui distinção da segmentação das instruções.</li> <li>Necessita apenas da potência contratada no momento do evento notificado momentos antes, sendo a rampa de subida e descida definida pelo provedor.</li> </ul>
<b>Taxas:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Disponibilidade;</li> <li>Utilização;</li> <li>Opcional.</li> </ul>	<b>Taxas:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Disponibilidade;</li> <li>Utilização.</li> </ul>
<b>Comunicação com provedores:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Solicita a diretamente a potência estipulada em contrato ou o quanto o operador necessita, sem flexibilidade para o provedor.</li> </ul>	<b>Comunicação com os provedores:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Momento de consulta antes da notificação para que os provedores/agregados possam ter maior flexibilidade de acordo com o que podem prover em cada dia.</li> </ul>

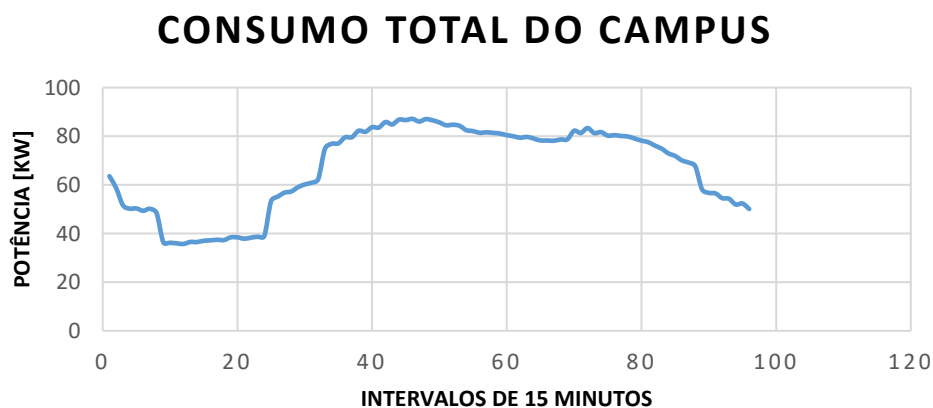


## 4. CASO DE ESTUDO

É feita a proposta de um modelo de instruções de resposta da demanda que visa mostrar a comunicação entre o agregador e seus provedores. Utilizando o novo modelo proposto para os cálculos de remuneração, penalidade e otimização.

### 4.1. DADOS DE CONSUMO

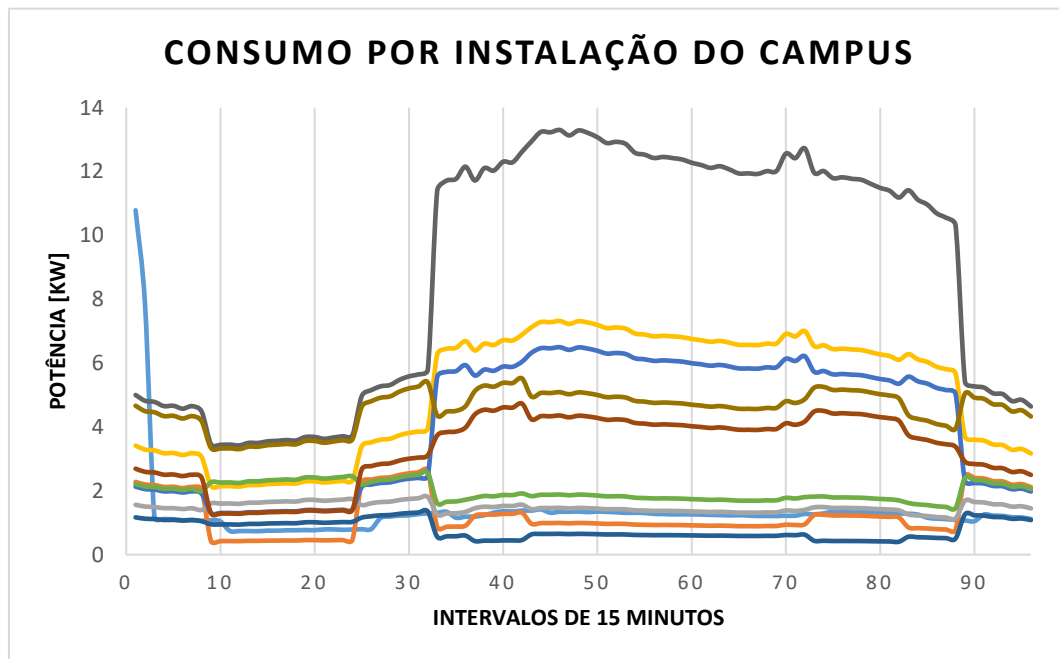
Para fazer as simulações de um provedor de resposta da demanda são utilizados os dados de consumo de um campus universitário, para supor uma potência interruptível para o sistema e aplicá-la nas formulações.



*Figura 16: Dados de consumos totais do campus.*



Os dados são obtidos a cada quarto de hora e possui, em média, uma potência de 66,85 kW ao longo deste dia de medição (20/fev./2017) e um pico máximo de 87,15 kW às 11h30min. Para que a análise seja ainda mais real, utiliza-se a medição de partes diferentes da instalação, analisando separadamente cada prédio presente no campus. Cada ponto de medição será definido como um provedor, formando um agregado com vinte. A Figura 17 mostra como são os consumos de cada prédio, sendo que foram suprimidos os últimos dez para uma melhor observação do gráfico.



*Figura 17: Consumo medido 10/20 campus*

Os dados reais encontrados são de apenas um dia, sendo que para a uma análise mais fiel são necessários dados de um ano inteiro. Por isso utiliza-se os dados do perfil de consumo de um consumidor genérico português, fornecido por [41].

## 4.2. CRIAÇÃO DOS CONSUMIDORES

Para mesclar os dados de consumo do campus com o perfil Português de BTN (A, B e C) em cada um dos 20 provedores dentro do campus foi transformado o consumo em P.U para que possa ser anexado ao perfil português e posteriormente transformado tudo para MW novamente para que possam ser feitas as análises, desta maneira a potência do perfil de consumo português fica na ordem de grandeza do consumo real das instalações. Foi atribuído para cada um dos vinte provedores os tipos BTN A, B ou C para que possam ter formatos mais variados. Os provedores (1, 4, 7, 10, 13, 16, 19) receberam o perfil de

consumo do tipo BTN A, (2, 5, 8, 11, 14, 17, 20) do tipo BTN B e (3, 6, 9, 12, 15, 18) do tipo BTN C. Com isso é possível verificar a existência de vinte provedores diferentes com potências e consumos variados ao longo de um ano, gerando os consumidores/provedores a serem testados.

### 4.3. APLICAÇÃO

Para as interrupções opta-se por emitir ordens de redução durante os horários de ponta, utilizando o ciclo diário de consumo com setenta horas de vazio por semana e diferenciado por verão e inverno, o qual não leva em consideração os fins de semana. A Tabela 9 mostra os horários de ponta para consumidores de baixa tensão normal diferenciados no inverno e no verão de acordo com [42].

*Tabela 9: Horários de ponta inverno/verão. [42]*

<b>Inverno (29/out – 26/mar)</b>	<b>Verão (26/mar – 29/out)</b>	<b>Período (Ponta/Não ponta)</b>	<b>Atuação (Verdadeiro/Falso)</b>
9h – 10h30min	10h30min – 13h	Ponta	Verdadeiro
18h – 20h30min	19h30min – 21h	Ponta	Verdadeiro

Estes serão os momentos em que os provedores farão a resposta de redução de carga. Sendo as potências máximas interrompíveis de cada provedor igual a 90% da média das potências reais de consumo entre 12h30min e 15h, período em que houve maior consumo em toda a instalação do campus universitário. Como não existem estudos dentro do campus sobre a redução da carga, escolhe-se este valor para gerar bastante impacto no sistema a ponto de ser possível observar.

A Tabela 10 mostra a potência máxima interrompível, em MW, de cada provedor, numerados de 1 a 20.

*Tabela 10: Potência máxima interrompível de cada provedor*

<b>Provedor</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Potência [kW]	0,391	0,35	0,436	1,98	1,724	0,562	0,196	1,236	3,564	1,493

<b>Provedor</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Potência [kW]	2,156	0,715	3,65	1,119	0,929	0,424	1,383	1,283	0,629	1,02E-02

Os valores máximos interrompíveis na Tabela 10 serão utilizados como limites máximos na otimização de despacho dos provedores, feita pelo agregador.

A Tabela 11 apresenta as taxas de utilização de cada um dos provedores, em Euros/MWh. Para tornar o programa mais real possível, foi retirado de [37] as taxa de utilização dos provedores com menor potência contratada, entre 3 e 5 MW, para representar as taxas de cada provedor do esquema de agregação do campus e assim viabilizar a simulação pelo fato de não existirem taxas de remuneração específicas dos provedores utilizados.

*Tabela 11 :Taxas de utilização dos provedores*

<b>Provedor</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
[Euros/MWh]	262,8	150	79,08	79,08	86,38	86,38	86,38	79,08	82,66	82,66

<b>Provedor</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
[Euros/MWh]	81,58	81,58	81,58	79,08	79,08	79,08	79,08	79,08	85,13	70,78

As taxas de utilização apresentadas na Tabela 11 serão constantes para cada provedor, sendo que foram, supostamente, acordadas em um contrato com o agregador anteriormente. O agregador, por sua vez, deve formalizar um contrato com o operador do sistema, sendo ele, com as mesmas características.

Além da taxa de utilização deve ser definido no mesmo contrato a taxa pela disponibilidade dos provedores, sendo apresentado na Tabela 12 a taxa de cada um dos 20 provedores. Para que a simulação se aproxime, ao máximo possível, utiliza-se os valores de taxas de utilização de alguns provedores de STOR, encontrados em [37].

**Tabela 12: taxas de disponibilidade dos provedores**

<b>Provedor</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
[Euros/MWh]	2,04	2,04	2,04	2,04	1,02	1,02	2,28	1,98	1,98	2,04
<b>Provedor</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
[Euros/MWh]	2,04	2,04	1,02	1,02	1,02	1,92	1,92	1,92	1,92	1,44

A taxa de disponibilidade e de utilização do agregador, contratada com o operador do sistema, deve ser um valor maior para que inclua a gerência das cargas, riscos e outros parâmetros necessários para o funcionamento da empresa. Para as simulações, escolhe-se as taxas de um provedor de STOR com uma potência contratada mais elevada, sendo o seu valor, geralmente, mais elevado por possui maior impacto na rede. Mesmo havendo provedores com taxas de utilização maiores que a do agregador é possível gerar lucro com a utilização da otimização do despacho, visando acionar, em primeiro plano, os mais baratos.

**Tabela 13: Taxas do agregador**

<b>Taxa de disponibilidade</b>	<b>Taxa de utilização</b>
<b>[Euros/MWh]</b>	<b>[Euros/MWh]</b>
3,60	96,00

As taxas do agregador estão disponíveis em [37] para consulta, onde são encontrados mais provedores de STOR com diferentes potências contratadas, tempos de resposta e entre outros parâmetros do programa, tornando pública as informações de contratações.

#### **4.4. OTIMIZAÇÃO DOS PROVEDORES**

Para que os dados pareçam mais reais, é feita, de maneira simplificada, a otimização do despacho utilizando o método *Dual-Simplex*, o qual possui uma implementação determinística e exata, suficiente para as variáveis em questão e tamanho do problema. Para a escolha de quanto de potência cada provedor deve fornecer de resposta da demanda, analisa-se os seguintes parâmetros: Potência máxima interrompível, taxa de utilização, potência requisitada pelo SO e limites máximos e mínimos de redução.

#### **4.4.1. PARÂMETROS DE OTIMIZAÇÃO**

Para definir o problema de otimização é necessário explicitar as variáveis de decisão, função objetivo, restrições do problema e limites superiores e inferiores das variáveis de decisão.

- **Variáveis de decisão**

O quanto cada um dos vinte provedores será requisitado para a redução.

- **Função objetivo**

A função objetivo é o somatório da multiplicação da taxa de utilização (já apresentada na Tabela 11) pela potência que será notificada para cada um dos provedores.

- **Restrições**

A notificação de redução deve ser menor ou igual a potência de resposta dos provedores, fazendo com que eles não sejam requisitados por mais do que podem fornecer em cada evento.

- **Limites superiores e inferiores**

A potência de redução aceita (limite superior) pelos provedores é 90% da média do consumo deles no período entre 12h30 até 15h00 do consumo real<sup>18</sup> dos mesmos. O limite inferior é considerado 60% do limite superior para que todos os provedores sejam notificados, ao menos, nesta porcentagem do que se dispuseram a prover.

#### **4.4.2. RESULTADO DA OTIMIZAÇÃO**

Após aplicar a resolução do problema de otimização, do tipo linear, levando em consideração todos os parâmetros apresentados, chega-se ao despacho de potência, apresentado na Tabela 14 de cada provedor contratado pelo agregador.

---

<sup>18</sup> Dados de consumo antes de prolongar para um ano com o perfil português

**Tabela 14: Notificação aos provedores**

Provedor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Potência [kW]	0,704	0,630	0,914	5,352	3,103	1,011	0,353	2,810	6,414	2,687
Provedor	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Potência [kW]	3,881	1,287	6,569	2,504	2,029	0,888	3,220	2,938	1,132	0,031
Total [KW]:				48,457						

Com estes dados de notificação, os provedores devem responder com a mesma potência ou um erro percentual, inferior que 70%, para os provedores que entregarem a mais que a potência requisitada não há penalizações, no entanto receberão o pagamento apenas pelo valor de despacho da Tabela 14.

No evento será reduzido em cada provedor a potência referida na Tabela 14, no entanto a energia entregue será a diferença entre a carga base e a reduzida, podendo fazer com que a energia entregue seja menor que a energia contratada, causando falhas na entrega com erros aceitos (menores que 30%) e não aceitos (maiores que 30%), o qual aciona a bandeira de falha.

#### 4.5. SIMULAÇÃO DOS PROVEDORES

Fazendo a simulação no programa *RStudio*, uma ferramenta matemática computacional para desenvolver códigos de programação, no caso da simulação foi utilizado para fazer os tratamentos dos dados de consumo e a aplicação das taxas de remuneração nos momentos explicitados no desenvolvimento. Para supor que os 20 provedores estão provendo a resposta da demanda, chega-se nos seguintes resultados apresentados e na Tabela 16 o número de vezes que os provedores falharam na resposta.

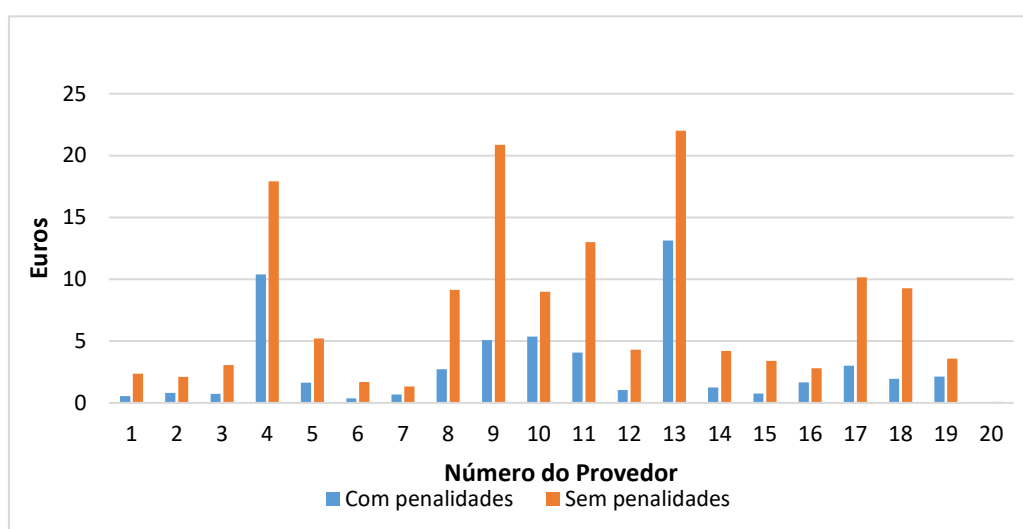
**Tabela 15: Remuneração adicional**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
248,14	245,80	370,92	2397,66	1327,54	393,86	147,48	1222,19	2587,07	1180,16
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
166	521,06	2889,73	1091,51	833,64	390,77	1405,86	1229,14	496,72	12,13
Total [Euros]:				20656,36					

A Tabela 15 mostra o quando cada provedor será remunerado, no final de um ano, pela energia limitada das suas respectivas instalações.

As Duas remunerações bases (com e sem penalidades) representam o quanto que o provedor seria remunerado com a adição das penalidades e sem a adição delas, mesmo sem a adição das penalidades o valor da remuneração pela disponibilidade (base) é muito menor que a remuneração pela limitação da energia. Ponto que representa a característica fundamental do novo modelo. O qual visa remunerar mais pela limitação e menos pela disponibilidade.

Para uma melhor observação das diferenças entre as remunerações base com e sem penalidade, a Figura 18 apresenta graficamente ambas.



*Figura 18: Remuneração base comparação*

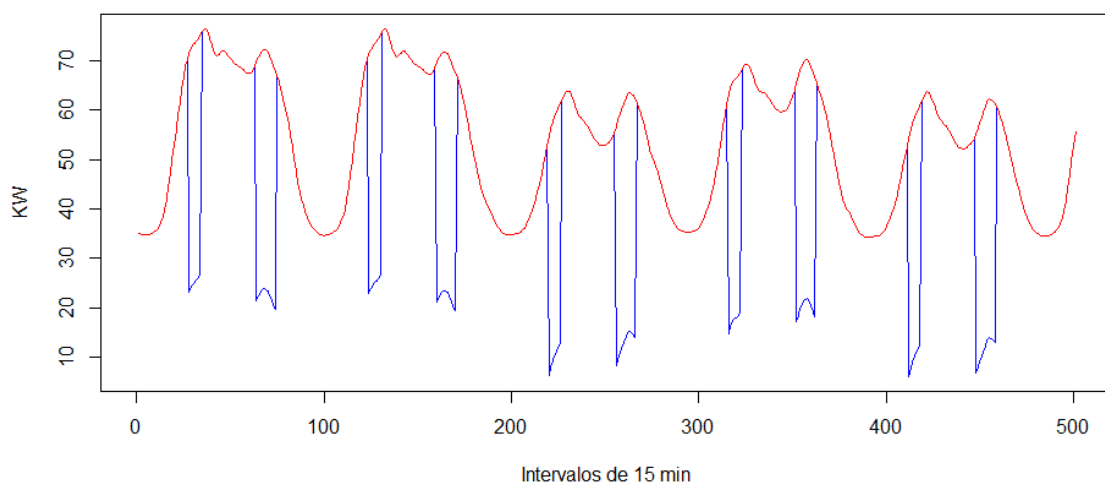
Percebe-se uma diferença entre a remuneração base que leva em consideração as penalidades e a que não leva em consideração, isso acontece porque alguns provedores, em determinados momentos não conseguiram fornecer potência suficiente para obter o valor notificado. A Tabela 16 apresenta o número de dias em que houveram falhas na redução. Sendo os provedores que não aparecem não cometeram nenhuma falha.

*Tabela 16: Falhas na redução*

Provedor (Nº)	1(A)	2(B)	6(C)	7(A)	20(B)
Número de Falhas	62	3	12	15	1
<b>Total:</b>	93				

A falha acontece porque a carga base de cada evento é alterada. Se naturalmente o provedor fosse aumentar seu consumo no momento do evento a carga base recebe um valor menor do que o a potência que o consumidor teria naturalmente num período a seguir. Ao fazer a redução de carga, a mesma, anula-se com o aumento de consumo, gerando um consumo final próximo da carga base.

Para análise das cargas a Figura 19 mostra o consumo em vermelho no caso em que não há redução de carga e em azul a carga que foi reduzida por causa da notificação. A Figura 19 possui os dados de consumo de cinco dias de verão em intervalos de medição de quinze minutos.



**Figura 19: Diferença do consumo com e sem DR.**

Simuladas as reduções de carga dos provedores e calculadas as remunerações e penalidades, o agregador deve remunerar o campo universitário com um montante de €20.713,76 por ter feito a redução da potência nos horários requisitados pelo agregador.

Para validar a viabilidade dessa agregação, o seguinte passo deve ser o cálculo de remuneração para o agregador. O qual receberá o pagamento do SO. Apresentado no capítulo 4.6.

#### **4.6. RESULTADO PARA O AGREGADOR**

Pelo fato do agregador necessitar de investimentos para análise de risco, otimização e gestão dos seus usuários, o lucro necessário por fazer a agregação vai depender de mais parâmetros econômicos que cada empresa definir. Então para concluir a simulação, opta-se pelos valores apresentados na Tabela 13 para as taxas para exemplificar e obter um

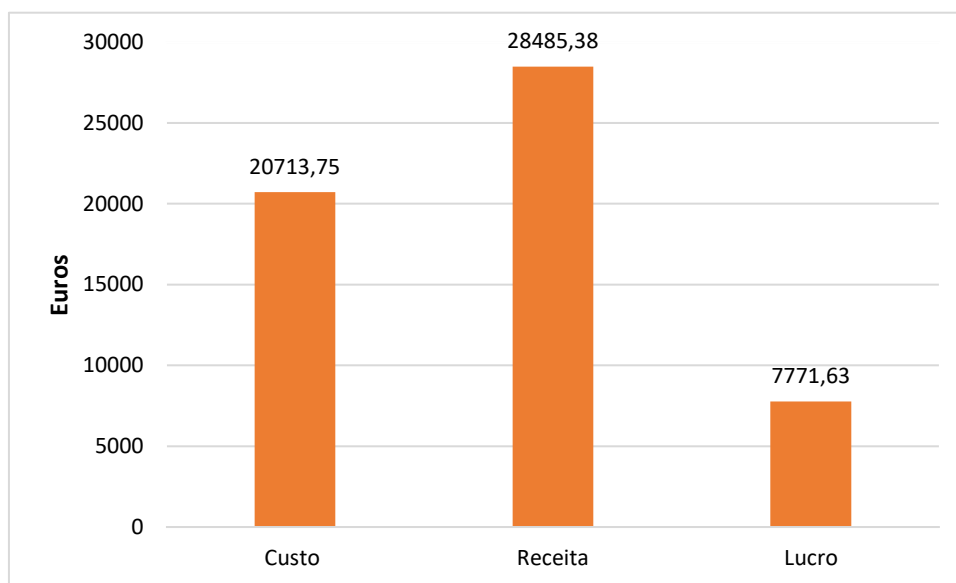


resultado concreto. Na Tabela 17 são apresentadas as remunerações pela utilização, disponibilidade, falhas e a potência média reduzida.

***Tabela 17: Resultados do agregador***

<b>Utilização [Euros]</b>	<b>Disponibilidade [Euros]</b>	<b>Falhas</b>	<b>Potência [kW]</b>
28430,51	54,84	41	48,456
<b>Total [Euros]: 28485,35</b>			

O sistema de agregação feito com os edifícios de um campo universitário resultou em um lucro de €7.771,59 em um ano fornecimento de resposta da demanda no formato do modelo proposto de remunerações e penalidades. A Figura 20 apresenta graficamente os resultados custo, receita e lucro para o agregador. Sendo o montante do custo destinado ao pagamento de seus provedores, a receita referente a sua remuneração pelo operador do sistema ao qual presta o serviço e o lucro a diferença entre os dois.



***Figura 20: Resultados***

Em relação às falhas do agregador, foi restringido para a potência entregue considerada como falha a partir de um erro maior que 20%. Mesmo tendo um erro aceito mais restrito que seus provedores, o seu número de falhas ao longo de um ano é menor que o número total de falhas de todos somados, isso acontece porque em muitos eventos os provedores reduzem mais do que o contratado, compensando a maioria das falhas. O ocorrido comprova que o agregador é necessário para o mercado de resposta da demanda, pois proporciona a

possibilidade de gerência das cargas e aumenta a confiabilidade da resposta, visando maior qualidade e menor custo para o sistema elétrico.



## 5. CONCLUSÃO

De acordo com a grande necessidade de melhoramento do sistema elétrico, tanto da parte técnica quanto da parte econômica, a resposta da demanda é uma, dentre muitas, maneira de promover aumento da qualidade, confiabilidade e sustentabilidade do sistema, gerando a abertura de novos modelos de negócios para entidades governamentais e não governamentais tirarem proveito.

Para o funcionamento deste novo mercado são necessárias novas regulamentações, provindas da entidade responsável pela regulação dos mercados para que o mesmo possa ocorrer de maneira segura e confiável. Então, não apenas os operadores do sistema deverão seguir as novas regulamentações, mas também, os novos tipos de provedores que estarão ativos no mercado para o fornecimento de energia e negociações.

No tópico 5.1 são apresentadas as principais conclusões do trabalho e a contribuição dele para literatura. No tópico 5.2 são apresentadas algumas possibilidades para continuação do trabalho e possíveis melhorias do mesmo.

### 5.1. PRINCIPAIS CONCLUSÕES

Os resultados obtidos no caso de estudo (capítulo 0) comprovam, teoricamente, a validade do modelo. Uma vez que foi apresentada uma redução da potência nos momentos com

maior necessidade para o sistema elétrico, um lucro foi gerado para o agregador ao gerir os provedores de menor escala e os provedores, também, foram devidamente remunerados pela sua disponibilidade e utilização.

Dentre os modelos apresentados no trabalho é importante perceber que apesar de serem diferentes um dos outros, eles são complementares uns aos outros, por exemplo, um programa pode fazer a correção no sistema para excesso e escassez de produção, o caso da *Demand Turn Up* e *Fast Reserve*, ou um mecanismo de reserva de produção, como o caso de STOR e programas que visam manter a frequência da rede com a maior qualidade possível (dentro da faixa aceita) como *Firm Frequency Response* e *Enhanced Frequency Response*. Além da possibilidade de auxiliar na gestão da compra e venda de energia no mercado liberalizado, fazendo com que os agentes do sistema possam ter margens de erro maiores nas previsões consumo.

Adicionar diversos tipos de resposta da demanda no sistema prevê as mais diversas ocorrências, desde produção excessiva de eletricidade, devido às renováveis, até falhas na produção ou manutenção de equipamentos. Com a redução de potência nos horários de ponta, há menor necessidade de despachos de termoeletricas, diminuindo, por sua vez, o impacto ambiental e o custo da energia. Aspectos que comprovam que a resposta da demanda no âmbito de geração distribuída é essencial para o seu aprimoramento e otimização gerando a possibilidade de fazer uma melhor administração das energias renováveis dentro do contexto de geração distribuída, tornando-a mais confiável, barata e eficiente.

## **5.2. TRABALHOS FUTUROS**

A simulação utilizou alguns dados verdadeiros de consumo, no entanto outros dados provindos de suposições, tais como: As taxas de disponibilidade/utilização; valores de erros aceitável; potência interruptível aceita e requisitada. Para fazer uma simulação mais real possível é proposto a implementação do modelo em uma carga real e com alteração do perfil de consumo, também, real. Logo as potências limitadas serão realmente desligamentos de equipamentos com verdadeiros valores de redução, os quais podem apresentar falhas na redução ocasionadas por motivos reais de funcionamento (os quais são essenciais para a validação do modelo).

## *Referências Documentais*

- [1] D. T. Nguyen, L. B. Le, and S. Member, “Risk-Constrained Profit Maximization for Microgrid Aggregators with Demand Response,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 135–146, 2015.
- [2] P. Faria, “Demand Response in future power systems management – A conceptual framework and simulation tool,” 2011.
- [3] P. Faria, J. Spínola, Z. Vale, and S. Member, “Aggregation and Remuneration of Electricity Consumers and Producers for the Definition of Demand-Response Programs,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 12, no. 3, pp. 952–961, 2016.
- [4] M. João Lopes Veloso Ribeiro da Silva, J. Presidente, P. J. Costa Branco Orientador, J. Santana Vogal, and P. M. S Carvalho, “Smart Grids em Portugal Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e Computadores,” 2011.
- [5] “Portal ERSE - Como são calculadas as tarifas de electricidade.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosabermais/comosaocalculadasastarifasdeelectricidade/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. [Accessed: 10-Apr-2018].
- [6] Y. Lopes and R. H. Fraz, “Minicurso para o SBrT ’ 2012 : Smart Grid e IEC 61850 : Novos Desafios ~ es para o em Redes e Telecomunicac , o Sistema El ’,” no. October 2016, 2013.
- [7] T. de C. Baptista, “A «liberalização do mercado energético em portugal» - verdadeira concorrência?,” pp. 1–69, 2014.
- [8] L. Braga, “A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português).”
- [9] R. Pimpão, “O processo de liberalização do mercado da energia elétrica.” p. 51,

2013.

- [10] E. Dos, “ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018,” 2018. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/Paginas/default.aspx>.
- [11] “Portal ERSE - Regulamento de Relações Comerciais.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 04-Jun-2018].
- [12] “OLMC - OLMC.” [Online]. Available: <https://olmc.adene.pt/>. [Accessed: 22-Aug-2018].
- [13] “A Liberalização.” [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/mudancaComercializador/mercadoElectrico/Pages/aLiberalizacao.aspx>. [Accessed: 03-May-2018].
- [14] L. Do and V. Disserta, “Regulação económica no setor elétrico : Discussão das metodologias de cálculo do custo de capital,” 2014.
- [15] R. H. Frank, *microeconomia e comportamento*, Terceira. Lisboa, 1998.
- [16] “IEDGE - Elasticidad del precio.” [Online]. Available: <https://www.iedge.eu/eduardo-liberos-elasticidad-del-precio>. [Accessed: 02-May-2018].
- [17] L. Miguel and A. Ribeiro, “Responsabilidade Social – Importância para as empresas e para o consumidor Por Lino Miguel Azevedo Ribeiro Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Economia e Gestão do Ambiente pela Faculdade de Economia do Porto Orientada por : Prof a Doutora Mari,” 2017.
- [18] International Energy Agency (IEA), “Snapshot of global photovoltaic markets,” *Photovolt. power Syst. Program.*, no. T1–31:2017, pp. 1–16, 2017.
- [19] V. Hela and S. Hanjali, “Hybrid Solar – Wind Power Plants,” 2017.
- [20] J. Billanes and B. Jørgensen, “Aggregation Potentials for Buildings—Business Models of Demand Response and Virtual Power Plants,” *Energies*, vol. 10, no. 10, p. 1646, 2017.

- [21] E. Unterberger, J. Glasschröder, and G. Reinhart, “A systems engineering based method to increase energy flexibility,” *Procedia CIRP*, vol. 63, pp. 254–259, 2017.
- [22] M. I. Alizadeh, M. P. Moghaddam, N. Amjady, P. Siano, and M. K. Sheikh-el-eslami, “Flexibility in future power systems with high renewable penetration : A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1186–1193, 2016.
- [23] N. Holjevac, T. Capuder, and I. Kuzle, “Adaptive control for evaluation of flexibility benefits in microgrid systems,” *Energy*, vol. 92, pp. 487–504, 2015.
- [24] D. Patteeuw, G. P. Henze, and L. Helsen, “Comparison of load shifting incentives for low-energy buildings with heat pumps to attain grid flexibility benefits,” *Appl. Energy*, vol. 167, pp. 80–92, 2016.
- [25] O. Abrishambaf, P. Faria, and Z. Vale, “Real-Time Simulation of a Curtailment Service provider for demand response participation,” vol. 7, pp. 3–7, 2018.
- [26] F. Pereira, P. Faria, and Z. Vale, “Distinct Approaches to Model Electricity Consumers for the Participation in Demand Response Programs,” no. 12004, 2015.
- [27] S. Energy and D. Coalition, “Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017,” 2017.
- [28] REN, “Minuta de Contrato de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade.”
- [29] N. Filipe and A. Salvador, “MINISTÉRIO DA ECONOMIA , DA INOVAÇÃO,” pp. 2886–2891, 2010.
- [30] P. Faria, S. Member, Z. Vale, S. Member, and H. Morais, “Study of Distribution Network Demand Response Events in the Portuguese System,” pp. 1–8, 2012.
- [31] *Gabinete do Secretário de Estado da Energia e da Inovação*. 2010.
- [32] ERSE“MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO” 2014.
- [33] Ofgem, “Who we are | Ofgem.” [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are>. [Accessed: 21-Aug-2018].



- [34] National. Grid, “How we are regulated | National Grid UK.” [Online]. Available: <https://www.nationalgrid.com/uk/about-grid/how-we-are-regulated>. [Accessed: 21-Aug-2018].
- [35] National. Grid, “Balancing Mechanism - Flexitricity.” [Online]. Available: <https://www.flexitricity.com/en-gb/energy-supply/balancing-mechanism/>. [Accessed: 21-Aug-2018].
- [36] Elexon, “What is the balancing mechanism? - ELEXON.” [Online]. Available: <https://www.elexon.co.uk/knowledgebase/what-is-the-balancing-mechanism/>. [Accessed: 21-Aug-2018].
- [37] National. Grid, “Short term operating reserve (STOR) | National Grid ESO.” [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reserve-services/short-term-operating-reserve-stor>. [Accessed: 05-Nov-2018].
- [38] National Grid, “Ancillary Service Settlement Guide Short Term Operating Reserve (STOR),” *Interconnector TEC Regist.*, no. December, p. 25, 2016.
- [39] National Grid, “Demand turn up | National Grid ESO.” [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reserve-services/demand-turn>. [Accessed: 05-Nov-2018].
- [40] M. Ali, F. Ghazvini, P. Faria, S. Ramos, H. Morais, and Z. Vale, “Incentive-based demand response programs designed by asset-light retail electricity providers for the day-ahead market,” *Energy*, vol. 82, pp. 786–799, 2015.
- [41] “SIMEE - Perfis Consumo.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx>. [Accessed: 22-Nov-2018].
- [42] “Portal ERSE - Ciclo diário para fornecimentos em BTE e BTN em Portugal Continental.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclodiariofornecBTEBTNpt.aspx>. [Accessed: 23-Nov-2018].
- [43] “Climate Change - Global Footprint Network.” [Online]. Available:

<https://www.footprintnetwork.org/our-work/climate-change/>. [Accessed: 05-Nov-2018].



## Anexo A. Códigos

Código do programa RStudio para determinar o pagamento e as penalidades do modelo proposto.

```
# 1) Cálculo da carga base provedor
Cb <- data.frame(matrix(0,liq,20))
m <- data.frame(matrix(0,liq,20))

load <- data.frame(load)
for (u in 1:20){
  for (i in 1:liq)
    if (eventoc[i,1] == 1){
      if(eventoc[i-1,1] == 1){ ## Para a
        continuação de um evento possuir a mesma
        carga base.
        Cb[i,u] <- Cb[i-1,u]
      }else {
        v <- data.frame(t(c(load[i-3,u],
        load[i-2,u], load[i-1,u], load[i,u])))
        Cb[i,u] <-
        data.frame(apply(v,1,mean))
      }
    }
}

# 3) Energia esperada/ Contratada Mw -
unidade de potência porque é por período de
liquidação.

PotenciaMaximaDeReducao <-
data.frame(t(apply(Pload[30:60,],2,mean)))
# média da potencia de cada prov.Utilizado na
otimização.
Cm <- data.frame(t(c(
  0.000703701000001325,
  0.000629911620003430,
  0.000913618635032501,
  0.00535225595907289,
  0.00310268124003339,
  0.00101110086003332,
  0.000353304126032985,
  0.00280980720254172,
  0.00641452500006829,
  0.00268692228006824,
```

```

0.00388052316009793,
0.00128699010009763,
0.00656912160009798,
0.00250374587292379,
0.00202927626954107,
0.000887885815712316,
0.00322036290063944,
0.00293835273501626,
0.00113187402004021,
3.06862289452884e-05)))
# CM veio do processo de otimização e é o
quanto cada provedore deve fornecer
(notificados)

```

```

# 4) Energia entregue
# criação da DR com novo aplica
evento <- data.frame(eventoc[,1])
DR <- data.frame(matrix(0,liq,20))
for (i in 1:20){
  DR[ ,i]<-evento*Cm[1,i]
}
Ed <- data.frame(matrix(0,liq,20))
DR <- data.frame(DR)
ff = data.frame(matrix(1,liq,20))
erromenos <- data.frame(matrix(0,liq,20))
erromais <- data.frame(matrix(0,liq,20))
consumodr <- data.frame(matrix(0,liq,20))
falhou <- data.frame(matrix(0,liq,20))
# todos os provedores
for (u in 1:20){
  for (i in 1:liq){
    consumodr[i,u] <- load[i,u] - DR[i,u]
    Ed[i,u] <- Cb[i,u] - consumodr[i,u]
    if (Ed[i,u] < 0){
      Ed[i,u] <- 0
    }
    if (DR[i,u] > 0 && Ed[i,u]<0.3*Cm[1,u]){
      ff[i,u] <- 0
    }
    # Em caso de falha, aciona-se a bandeira
    falhou[i,u] <- falhou[i,u] + 1
  }
  #Número de falhas
  if (Ed[i,u]>=0.3*Cm[1,u]&&Ed[i,u]<=Cm[1,u]){
    erromenos[i,u] <- (Ed[i,u]/Cm[1,u])
  }
  # Erro percentual aceito.
}
}
}

```

```
# 5) Energia limitada
El <- data.frame(matrix(0,liq,20))
# todos os provedores
for (u in 1:20){
  for (i in 1:liq){
    El[i,u] <- min(Cm[,u], Ed[i,u])
  }
}
```

```
# 6) Pagamento adicional (Utilização)
TAa<-data.frame(t(c(219, 125, 65.9,
65.9, 71.98, 71.98, 71.98,
65.9, 68.88, 68.88, 67.98,
67.98, 67.98, 65.9, 65.9,
65.9, 65.9, 65.9, 70.94,
58.98)))
# TAa é a taxa de utilização de cada provedor
for (i in 1:20){
  olimitada <- TAa[1,i]*El
# MULTIPLICA TODA TABELA PELA TAXA E DEPOIS
SOMA O TOTAL DE CADA PROVEDOR.
}
# Remuneração por energia limitada
raUKlimitada <-
data.frame(t(apply(olimitada,2,sum)))
raUKtotlimitada <-
data.frame(c(t(apply(raUKlimitada,1,sum))))
```

```
# Pagamento base mensal (Disponibilidade)
#TAb retirados do excel STOR referentes às
menores potências contratadas
TAb <- data.frame(t(c(1.70, 1.70, 1.70, 1.70,
0.85, 0.85, 1.90, 1.65, 1.65, 1.70, 1.70,
1.70, 1.70, 0.85, 0.85, 1.60, 1.60, 1.60,
1.60, 1.20)))
rbUK <- data.frame(matrix(0,liq,20))
rbUKPen <- data.frame(matrix(0,liq,20))
falhou <- data.frame(t(apply(falhou, 2,
sum))/18)# considera uma falha por dia.
for (i in 1:20){
  rbUKPen[,i] <-
TAb[1,i]*0.25*Cm[,i]*eventoc*(1-
erromenos[,i])*ff[,i]*(1-(falhou[,i]/100))
  rbUK[,i] <- TAb[1,i]*0.25*Cm[,i]*eventoc
#*(1-erromenos[,i])*ff[,i]
```

```
}  
  
# 0,25 porque são 15min de liquidação;  
# Cm (Energia esperada/contatada),  
consideramos a mesma!  
# Com penalidades  
rbUKPen <-  
data.frame(t(c(apply(rbUKPen,2,sum))))  
rbUKtotPen <- data.frame(t(c(remuneração.base  
= apply(rbUKPen,1,sum))))
```